

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

TRABAJO DE FIN DE GRADO



PUESTA EN MARCHA Y APAGADOS EN UNA CENTRAL TERMOSOLAR TIPO TORRE

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales

Leganés, Octubre de 2014

Autor: Alberto Vítora López

Tutora: M^a Reyes Rodríguez Sánchez





Wo ein wille ist, ist auch ein weg.

“Donde hay voluntad, hay camino” A.-

Resumen

Desde hace siglos, el ser humano ha intentado buscar en el Sol aplicaciones para su vida cotidiana, no cabe duda de que el centro del sistema solar también es el centro de la vida humana, y es imposible concebir la vida sin su existencia. De este modo, desde finales del siglo XIX y durante todo el siglo XX, ha surgido la necesidad de buscar fuentes de energía inagotables, apareciendo como gran alternativa la energía solar, que está actualmente en fase de consolidación, sobre todo ante la opinión pública y los órganos gubernamentales, pues siguen existiendo formas de energía que presentan mayor rentabilidad y eficiencia, pero no por ello son más beneficiosas para el medio ambiente, y directamente para el futuro de nuestro planeta y las generaciones venideras.

Entre los muchos tipos de energía solar existentes en la actualidad, en el presente trabajo se va a dar especial importancia a las centrales termosolares tipo torre, cuyo funcionamiento se basa en la reflexión de la radiación solar a través de un campo de heliostatos, dirigiendo la misma hacia un receptor en lo alto de una torre. Por la central circula un fluido caloportador (sales fundidas en la central de estudio de este caso) y dispone de almacenamiento térmico, que permite continuar la producción de energía en días climatológicamente desfavorables, una de las grandes trabas que en un principio se imponía a la energía solar. Por último, todo el sistema está conectado a un ciclo Rankine de producción de potencia, que generará la electricidad requerida.

El momento óptimo de encendido y apagado del receptor de la central puede atender diversos criterios, desde la posición del sol, consumo de los equipos, capacidad de producción de energía en el ciclo... este será el tema principal del proyecto y en el que se centrará la parte analítica del mismo, tomando como referencia la central Gemasolar, ubicada en Sevilla (España). Se van a seguir dos criterios diferentes para determinar dicho momento: uno atiende a la posición del sol a lo largo del día y las posibles inclemencias meteorológicas, y el otro a la producción de potencia de la planta y el consumo de los equipos de la misma (principalmente las bombas), para ello, se realizarán simulaciones (horarias, durante el periodo de un año), de los flujos másicos de sales circulantes por la central, la producción de potencia, el consumo de energía y en base a dichas simulaciones se determinará si es óptimo o no poner en marcha la central.

Por último, y no dejando de lado la importancia de una buena viabilidad económica que requiere todo proyecto, se realizará un estudio económico de los costes que típicamente alcanza un proyecto de construcción de una central termosolar tipo torre y estimará el coste de producción de energía en la central según el número de encendidos y apagados al cabo de un año, comparándolo con su precio en el mercado.

Abstract

For centuries, humans have tried looking at the Sun applications for everyday life, it's clear that the center of the solar system is also the center of human life, and it's impossible to imagine life without their existence.

In this way since the late nineteenth century and throughout the twentieth century has emerged the need to find sources of endless energy, appearing solar energy as a great alternative, which is currently at consolidation phase, especially in the public eye and government, because there are still forms of energy that have higher profitability and efficiency, but it don't means that they're better for the environment, and directly to the future of our planet and future generations.

Among the many types of existing solar energy at present, in this paper we will give special importance to the tower type solar thermal power plants, whose operation is based on the reflection of solar radiation through a field of heliostats, directing the same to a receiver at the top of a tower. By the central circulates a heat transfer fluid (molten salt in the central of this case study) and provides thermal storage, allowing continued production of energy in climatically unfavorable days, one of the great obstacles that initially imposed the solar energy. Finally, the entire system is connected to a Rankine cycle power output, which will generate the required electricity.

The optimal moment to turn on and off the plant can meet various criteria from the position of the sun, use of equipment, energy production capacity in the cycle ... this will be the main theme of the project and where the part will focus analytical thereof, with reference to the Gemasolar plant, located in Seville (Spain). They are going to follow two different criteria to determine that moment: one attends to the position of the sun throughout the day and possible inclement weather, and one on the power output of the plant and the consumption of the equipment of the same (mainly pumps) for this we will realize some simulations (one for each hour of the year) of the molten salts mass flows will be made by the central power production, energy consumption and based on these simulations is determined if it's optimal or not to launch the center.

Finally, leaving aside the importance of a good economic viability requiring all projects, we'll realize an economic study of the costs that typically reaches a project to build a solar power plant and we will take and estimate the cost of energy production in the central by the number of turn on and off after a year, compared to its price in the market.

Índice de contenidos

Resumen.....	4
Abstract	5
Nomenclatura.....	8
1. Introducción	13
1.1 Objetivos	13
1.2 Metodología	14
1.3 Motivación	17
1.3.1 El problema energético global	17
2. Fuentes de energía.....	20
2.1 Energías renovables	20
2.1.1 Clasificación y estado actual en España	20
2.1.2 Consumo en España	21
2.1.3 Consumo mundial	22
2.2 Energía solar de concentración (SCP).....	23
2.3 Radiación solar y sus componentes, posición del sol y ángulos asociados.....	27
3. Centrales termosolares tipo torre (SPT)	30
3.1 Generalidades	30
3.2 Entorno socio-económico	32
3.2.1 Internacional	32
3.2.1.1 Proyectos existentes y en vías de desarrollo	32
3.2.1.2 Coste de la energía termosolar	34
3.2.2 Nacional.....	35
3.2.2.1 Situación y proyectos en vías de desarrollo	35
3.2.2.2 Proyectos existentes	36
3.3 Fluidos caloportadores empleados	44
4. Centrales termosolares de sales	46
4.1 Descripción de componentes.....	47
4.1.1 El campo de heliostatos	47
4.1.2 Receptor	49
4.1.3 Torre	51
4.1.4 Sistema de almacenamiento	52
4.1.5 Ciclo de potencia	55

4.1.6 Sistema de bombeo.....	58
4.1.7 Sistema de tuberías.....	59
4.1.8 Otros sistemas de importancia en la central.....	60
4.2 La central Gemasolar.....	61
5. Modos de operación de SPT de sales	64
5.1 Encendidos y apagados	65
5.1.1 Encendidos	65
5.1.2 Apagados.....	69
5.2 Estacionarios	70
6. Definición del modelo de estudio	73
6.1 Flujo másico en el receptor y autoconsumos a partir de la radiación solar	74
6.2 Curva resistente de la instalación	77
6.3 Potencia consumida por las bombas.....	82
6.4 Estudio del ciclo de potencia.....	86
6.4.1 Descripción y análisis del ciclo	88
6.4.2 Potencia generada en las turbinas.....	91
6.5 Cálculo del ángulo de elevación solar	91
6.6 Criterios para el encendido y apagado de la central.....	93
7. Resultados.....	95
7.1 Resumen y análisis de los resultados obtenidos.....	95
7.2 Elección de la puesta en marcha y apagados de la central a partir de los criterios seguidos.....	103
7.2.1 Criterio de elevación solar mínima	103
7.2.2 Criterio de potencia neta positiva	104
7.3 Valoración económica del proyecto.....	107
7.3.1 Costes de una central termosolar	107
7.3.2 Coste de la energía eléctrica	110
7.3.3 Análisis económico en función del criterio de puesta en marcha y apagado	112
7.4 Estudio de resultados en función del criterio seguido.....	115
7.5 Conclusiones finales a los resultados	119
7.5.1 Conclusiones generales.....	119
7.5.2 Conclusiones económicas	121
8. Referencias bibliográficas.....	124
ANEXO: Estudio del ciclo de producción de potencia con Cyclepad.....	128

Nomenclatura

$A_{helioestado}$: Área de cada heliostato

$C_{amortización}$: Coste de amortización

c : Velocidad

$C_{inversión}$: Coste de inversión

$C_{combustible}$: Coste del combustible

$C_{O\&M}$: Costes de operación y mantenimiento

C_{psales} : Calor específico de las sales

c_s : Velocidad a la salida

D : Diámetro del conducto

DNI : Radiación solar directa

D_{tubos} : Diámetro de los tubos de los conductos

$D_{tubosreceptor}$: Diámetro de los tubos del receptor

E : Energía

$E_{generada}$: Energía generada

f_{rc} : Factor de recuperación

g : Constante de gravedad universal

H : Altura manométrica

h : Entalpía

H_r : Altura resistente de la instalación

i : Tasa de inversión

n : Número de años de préstamo

Q_{fluido} : Potencia en el fluido caloportador

Q_g : Calor intercambiado

$Q_{receptor}$: Potencia en el receptor

Q_{sales} : Caudal de sales

L: Longitud que provoca pérdida de carga

$L_{receptor}$: Longitud del receptor

L_{tubos} : Longitud de los tubos del receptor

\dot{m} : Gasto másico

\dot{m}_{agua} : Gasto másico de agua

\dot{m}_{sales} : Gasto másico de sales

\dot{m}_{vapor} : Gasto másico de vapor

$N^o_{heliostats}$: Número de heliostatos en el campo solar

$N_{líneas}$: Número de líneas

N_{tubos} : Número de tubos

$N_{paneles}$: Número de paneles en el receptor

$N_{tubos\ receptor}$: Número de tubos en el receptor

P: Presión

Q: Caudal

s: Entropía

T: Temperatura

V: Velocidad de las sales

\dot{W}_b : Potencia consumida por la bomba

\dot{W}_t : Potencia generada por la turbina

\dot{W}_{alta} : Potencia generada por la turbina de alta presión

\dot{W}_{baja} : Potencia generada en la turbina de baja presión

\dot{W}_{neta} : Potencia neta generada en la central

$\dot{W}_{neta\ Rankine}$: Potencia neta generada en el ciclo Rankine

x_6 : Título de vapor del punto 6

z : Cota

ρ : Densidad

λ : Ángulo de latitud

δ : Ángulo de declinación

w_s : Ángulo horario

α_s : Azimut/Ángulo acimutal

θ_z : Ángulo cenital

h_s : Elevación solar

θ_s : Ángulo de incidencia

η_{campo} : Rendimiento del campo de heliostatos

$\eta_{receptor}$: Rendimiento del receptor

λ : Factor de fricción

ΣK_i : Suma de pérdidas secundarias

ρ_{sales} : Densidad de las sales fundidas

ρ_{agua} : Densidad del agua

ε : Rugosidad relativa

η_b : Rendimiento de la bomba

η_t : Rendimiento de la turbina

Subíndices

e: Entrada

s: Salida

1: Punto 1 (del ciclo (en el apartado 6.4) o de la instalación (en el apartado 6.2))

2: Punto 2 (del ciclo (en el apartado 6.4) o de la instalación (en el apartado 6.2))

3: Punto 3 (del ciclo (en el apartado 6.4) o de la instalación (en el apartado 6.2))

4: Punto 4 (del ciclo (en el apartado 6.4) o de la instalación (en el apartado 6.2))



5: Punto 5 (del ciclo (en el apartado 6.4) o de la instalación (en el apartado 6.2))

6: Punto 6 (del ciclo (en el apartado 6.4) o de la instalación (en el apartado 6.2))

2i: Punto 2 del ciclo (irreversible)

1e: Punto 1 de la instalación/del ciclo a la entrada

2e: Punto 2 de la instalación/del ciclo a la entrada

1s: Punto 1 de la instalación/del ciclo a la salida

2s: Punto 2 de la instalación/del ciclo a la salida

2i: Punto 2 del ciclo (irreversible)

4i: Punto 4 del ciclo (irreversible)

6i: Punto 6 del ciclo (irreversible)

v1: Vapor del punto 1

v2: Vapor del punto 2

max: Máximo

max1: Máximo de sales fundidas en la bomba 1

max2: Máximo de sales fundidas en la bomba 1 y 2

max3: Máximo de sales fundidas en las bombas 1, 2 y 3

total: Total de sales en el receptor

tubos: Sales en los tubos del receptor

salesB1: Sales en la bomba 1

salesB2: Sales en la bomba 2

salesB3: Sales en la bomba 3

6l: Saturación del líquido en el punto 6

6v: Saturación del vapor en el punto 6

In: A la entrada de las sales al receptor

Out: A la salida de las sales del receptor



Sales1: Sales en el punto 1 de la instalación

Sales2: Sales en el punto 2 de la instalación

VC: Volumen de control

1. Introducción

Las centrales termosolares tipo torre suponen una forma de producción de energía en auge en la actualidad, debido a sus grandes ventajas. Entre ellas encontramos su capacidad de producción de energía para ciudades de unos 30.000 habitantes, su alta eficiencia energética, al funcionar un gran número de horas al año, y cara al futuro, una disminución importante de las emisiones de CO_2 y otros gases nocivos para nuestro planeta.

Cada vez es más frecuente en las centrales de este tipo el empleo de sales fundidas como fluido calorífico, en una instalación que emplea heliostatos como reflectores de la radiación solar sobre un receptor, situado en lo alto de una torre. La utilización de sales fundidas permite operar únicamente con un fluido en el receptor y el sistema de almacenamiento térmico, y no con dos como se venía haciendo hasta el momento.

Por otra parte, las temperaturas de trabajo son elevadas, reportando como ventaja el aumento en el rendimiento y eficiencia global de la central, pues se consigue una mayor conversión de energía térmica en energía mecánica, y posteriormente en energía eléctrica en el ciclo de potencia.

La energía solar termoeléctrica, en la que se basan las centrales termosolares, consiste fundamentalmente en la concentración de la radiación procedente del Sol para calentar un fluido (agua, sales fundidas, aceite...) y posteriormente producir electricidad. Las primeras centrales de este tipo comenzaron a funcionar en California en la década de los 80, y experimentó en 2007 un renacimiento tras un tiempo de poca importancia en el panorama energético. Este renacimiento se dio fundamentalmente en España, con la Plataforma Solar de Almería (PSA) y en E.E.U.U., con el Laboratorio Nacional Sandia, a raíz de la necesidad de cumplir con los objetivos de implantación de energías renovables marcados en estos países y la reducción de la dependencia energética, unido al esfuerzo en I+D+i mantenido en estos países. [9]

1.1 Objetivos

En el presente trabajo se va a realizar un estudio referente a la puesta en marcha y apagados de una central termosolar tipo torre, con el fin de obtener, a partir de la radiación solar incidente, una serie de conclusiones que permitan determinar el momento de encendido y apagado de la central, y así aprovechar al máximo la radiación solar incidente, teniendo en cuenta las limitaciones de los equipos presentes en la central y buscando la optimización del consumo energético en la misma. En el

marco operativo de una central termosolar tipo torre y su funcionamiento hora a hora durante un año.

Los objetivos fundamentales del proyecto son los siguientes:

- Realizar un estudio bibliográfico que abarque fundamentalmente las centrales termosolares tipo torre (su funcionamiento, disposición y modos de operación).
- Llevar a cabo el análisis del funcionamiento y consumo energético en una central termosolar tipo torre que emplea como fluido de trabajo sales fundidas.

Para llevar a cabo estos objetivos se emplearán los datos de radiación solar recogidos por el Instituto Eduardo Torroja (Arganda del Rey, Madrid) durante el año 2000, desarrollando a partir de dichos datos un método de cálculo en forma de bucle para cada hora del año, calculando los valores de interés a la hora de determinar si es o no apropiado encender o apagar la central. Las ecuaciones involucradas en el desarrollo del proyecto han sido insertadas en el código comercial MATLAB R2011a.

Los valores propios de una central de este tipo, necesarios para realizar los cálculos de los que se ha hablado anteriormente, han sido obtenidos de la central Gemasolar, ubicada en Sevilla (España), dicha central ha sido la primera planta a escala comercial en el mundo que aplica la tecnología de receptor de torre central y almacenamiento térmico de sales fundidas.

1.2 Metodología

A continuación, se detallan las fases seguidas para llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

La primera fase ha consistido en el estudio bibliográfico del estado actual de las energías renovables a nivel nacional e internacional, en su marco económico y social, haciendo referencia a su aceptación por parte de los países desarrollados y en vías de desarrollo, y las subvenciones destinadas a las mismas. Para ello, se han consultado distintos trabajos on-line, apuntes de diferentes asignaturas, proyectos de fin de carrera de años anteriores, estudios publicados por distintas empresas, y libros on-line.

Una vez recogida y estudiada esta información, se procedió al estudio de los apartados más específicos del proyecto, haciendo una referencia lo más breve posible a la energía solar de concentración, y posteriormente se han enfatizado en las centrales termosolares tipo torre, núcleo principal de este trabajo.

Debido a la gran cantidad de recursos existentes a la hora de realizar un estudio bibliográfico de este tipo de centrales, se ha optado por desarrollar al máximo posible los temas más relacionados con el proyecto, tales como:

- Funcionamiento de una central termosolar tipo torre.
- Existencia y empleo de las sales fundidas como fluido caloportador en estas centrales.
- Componentes de una central termosolar tipo torre.
- Puesta en marcha y apagados en una central de este tipo, procedimiento seguido en estos casos.

En el apartado más analítico, fundamentalmente se ha llevado a cabo el siguiente proceso:

En primer lugar, se establecieron dos criterios de puesta en marcha y apagado de la central.

- **Criterio de elevación solar:** En función de la posición del sol a lo largo del día y la radiación solar incidente, se determina si es óptimo o no poner en marcha la central.
- **Criterio de potencia neta positiva:** A partir de la radiación solar incidente, se determina el flujo másico en el receptor, se calcularán parámetros de las bombas del sistema (rendimientos y consumos de potencia), se comparará con la potencia producida por la turbina, y se realizará finalmente la elección del momento de puesta en marcha y apagado a partir de los resultados obtenidos hora a hora tras realizar la simulación correspondiente.

Por otra parte, se analiza también el coste económico de cada ciclo de encendido y apagado, junto a un estudio del coste de construcción de una central termosolar, y el coste de producción de electricidad en una central de este tipo, la última fase consistió en la contrastación de los resultados obtenidos, desarrollando así el anexo, que ofrece un estudio alternativo del ciclo de potencia.

Cronológicamente, las fases de planificación y desarrollo del proyecto se muestran a continuación:

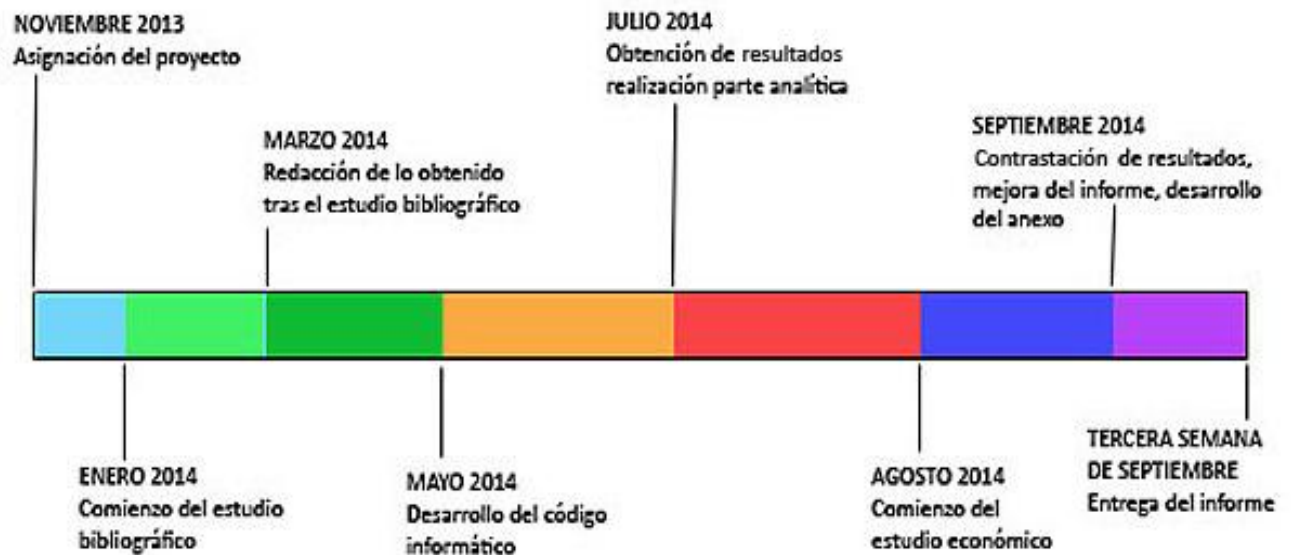


Figura 1.1 Línea cronológica de desarrollo y planificación del proyecto

El contenido del proyecto se aborda en varios capítulos, cuyo contenido se resume en las siguientes líneas:

1. En el **primer capítulo** se muestran los objetivos, pasos a seguir y motivaciones que han permitido llevar a cabo este trabajo.
2. En el **segundo capítulo** se hace referencia a la energía solar de concentración y sus tecnologías más importantes. Debido a la importancia de la posición del sol en el desarrollo del proyecto, se muestran los distintos ángulos relacionados con la posición del sol y las expresiones para su cálculo horario y diario.
3. En el **tercer capítulo** se explica el funcionamiento, estado actual, componentes, fluidos caloportadores empleados y el marco regulador de las centrales termosolares tipo torre, distinguiendo entre el ámbito nacional e internacional.
4. En el **cuarto capítulo** se profundiza en el centrales termosolares de sales, caracterizadas por el empleo de sales fundidas como fluido de trabajo. La central Gemasolar, objeto de estudio del proyecto, pertenece a este tipo de centrales, por ello también se explican los distintos componentes de una central de este tipo, y finalmente se presenta en detalle la central Gemasolar, dada su importancia en el proyecto.
5. En el **quinto capítulo** se trata el grueso bibliográfico del proyecto, haciendo referencia a la puesta en marcha, apagados y estacionarios en estas centrales, explicando el procedimiento seguido en estos casos.
6. El **sexto capítulo** hace referencia a la parte analítica del trabajo, con las ecuaciones y algoritmos empleados en las simulaciones para el desarrollo del mismo.

Se muestran de forma diferenciada los procesos de cálculos empleados en el desarrollo del proyecto, que servirán como criterios para determinar las horas de encendido y apagado de la central, con sus correspondientes ciclos de puesta en marcha y encendido. Se analiza la curva resistente de la instalación, el ciclo de producción de potencia, el consumo de las bombas impulsoras de sales, y el ángulo de elevación solar.

7. El **séptimo capítulo** muestra al lector los resultados obtenidos, realizando un análisis crítico de los mismos. Con todos los resultados de las simulaciones, se realiza un estudio económico de la viabilidad de los distintos ciclos dados en la central tras sus sucesivos encendidos y apagados a lo largo del año.

También se proporcionan una serie de conclusiones obtenidas una vez observados los resultados, que puedan servir de utilidad para futuros trabajos relacionados con este tema.

8. En el **octavo capítulo**, se facilita al lector la bibliografía empleada en el desarrollo del proyecto.

Finalmente, se adjunta un **anexo** que muestra un estudio del ciclo de potencia analizado en el capítulo quinto, dicho estudio consiste en una construcción del ciclo en el programa informático Cyclepad, y pretende contrastar los valores obtenidos en el quinto capítulo.

1.3 Motivación

La motivación fundamental de este proyecto radica en el interés del autor por las energías renovables que aprovechan la radiación solar para la producción de calor, frío o energía eléctrica, así como la concienciación del empleo de energías renovables para satisfacer estas necesidades sin dañar al medio ambiente.

Este último hecho se ha traducido en una producción energética no sostenible, que ha afectado perjudicialmente a la capa de ozono, al aire que se respira o el cambio climático, entre muchos otros perjuicios que pueden resultar extremadamente perjudiciales para generaciones futuras a medio plazo.

1.3.1 El problema energético global

La sostenibilidad es el concepto más importante a aplicar en la sociedad, con el fin de preservar la herencia natural de nuestros antepasados, y lograr en el futuro un planeta en las mejores condiciones posibles para poder desarrollar la vida en él.

Con el fin de potenciar el uso de energías renovables, y así alcanzar objetivos de sostenibilidad, en 1996 la Unión Europea estableció como objetivo duplicar la

contribución de las energías renovables al total energético global, sin embargo, el principal objetivo a esta medida radica en el alto coste inicial y necesidades de inversión con el fin de sustituir al carbón y el petróleo.

Existen diversas obras, como *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, que establece marcos de viabilidad para las energías renovables y combustibles alternativos para el transporte.

En este proyecto, la central de estudio es una central termosolar tipo torre, estas centrales presentan una gran presencia en los países más desarrollados y con mayor demanda de energía eléctrica, en la siguiente figura se puede observar el porcentaje de empleo de la energía solar en el total energético en distintos lugares del planeta.

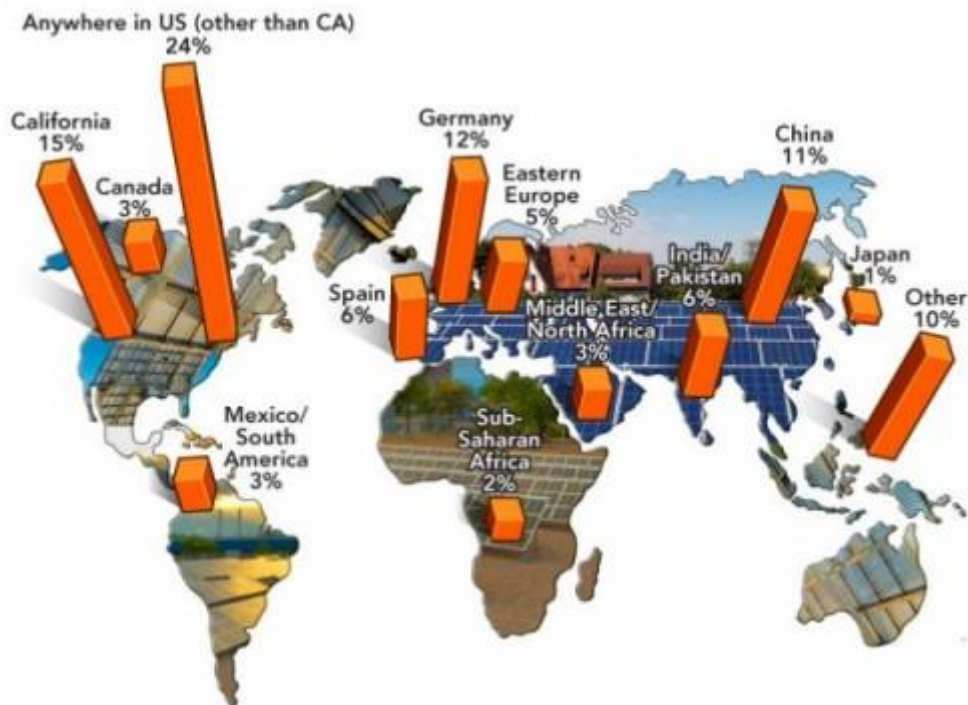


Figura 1.2 Importancia de la energía solar en el total energético de diferentes lugares en 2013 [3]

Esta importancia creciente surge a partir de la mayor demanda energética mundial con el paso del tiempo, asociado al crecimiento de la población, como se puede observar en el siguiente gráfico.

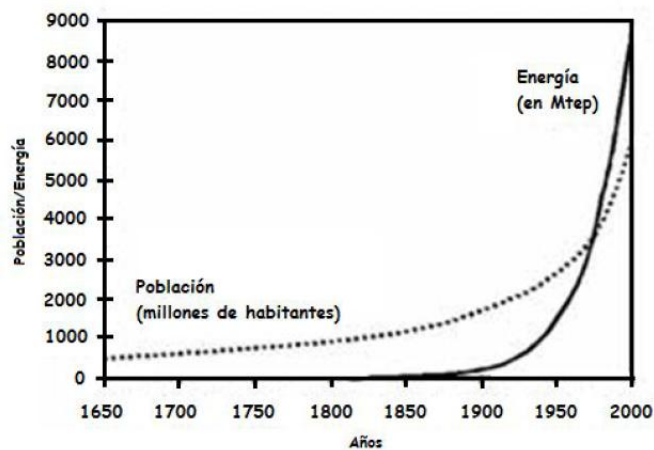


Gráfico 1.1 Variación de la demanda energética con la población desde el siglo XVII hasta comienzos del siglo XXI [4]

De este modo, a lo largo del tiempo y con el aumento de la demanda energética, surgieron como nuevas tecnologías el empleo de la energía solar, del viento y la maremotriz. El principal inconveniente de estas energías radica en su variabilidad, la energía solar depende de la localización y de las condiciones climáticas, además de que es aprovechable en zonas con latitudes 40° al norte y 40° al sur, por lo que llevarlo a los centros de consumo implica una serie de pérdidas, a pesar de ello, siguen existiendo centros de consumo en dichas zonas.

Por ello, se plantea el problema de la contaminación generada por los combustibles fósiles, el gas o la energía nuclear. Este obstáculo, unido al próximo agotamiento de sus reservas, implicará la necesidad de emplear energías renovables a medio plazo.

2. Fuentes de energía

En este capítulo se van a estudiar las energías renovables y su situación respecto a otras fuentes de energía, posteriormente, y como una de las energías renovables, se hablará de la energía solar de concentración, y finalmente se tratará la radiación solar, fuente principal de trabajo de la energía solar.

2.1 Energías renovables

2.1.1 Clasificación y estado actual en España

Dentro de las energías renovables clasificamos varios tipos, de los que se resume su estado actual a continuación.

1. **Energía hidráulica:** Produce un 18.5% de la energía eléctrica de nuestro país, sufriendo una disminución en su aportación al total energético del país frente a otras energías como la térmica o nuclear. La central de mayor producción en España es la presa de Aldeadávila, en Salamanca, que consta de 1140 MW.



Figura 2.1 Presa de Aldeadávila (Salamanca), propiedad de Iberdrola. [7]

2. **Energía eólica:** España está ganando en los últimos años capacidad de producción energética en base a la energía eólica. En 2010, se produjeron unos 2.1 GW, evitando, además la emisión de unos 77 millones de toneladas de gas metano a la atmósfera.

3. **Energía solar:** En claro auge y búsqueda de implantación debido al gran potencial de energía solar que posee España debido a su clima.

A principios de 2014, la potencia de energía fotovoltaica instalada en España ha sido de 4679 MW.

Entre las plantas de energía solar de España se encuentran las de Puertollano o Olmedilla (Castilla-La Mancha), con 60 MW y 70 MW respectivamente, sin embargo, la mayor central tipo torre del mundo se encuentra en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), también llamada como PS10 y en la planta solar PS20 de Abengoa.

La potencia instalada ha alcanzado los 7000 MW en el año 2013. [4]



Figura 2.2 Central PS20, de Abengoa. [9]

4. **Energía eólica marina:** Inició su implantación en España con el parque de las cruces del mar (instalación de unos 1000 MW), para sustituir a la central nuclear de Garoña, cerrada en 2013.

2.1.2 Consumo en España

El sector energético supone algo más del 2.5% del PIB de nuestro país, este crecimiento está limitado por la escasez de recursos energéticos, fundamentalmente la carencia de carbón e hidrocarburos.

Estos condicionantes son los culpables de que España sea un país con una gran dependencia exterior en este sector, con un abastecimiento exterior próximo al 25%.

La energía primaria supone la mayoría de la consumida en nuestro país, siendo el petróleo aproximadamente un 50% de este consumo, el gas natural un 25%, la energía nuclear un 10%, y las energías renovables otro 10%. [5] Tal como puede verse en este gráfico.

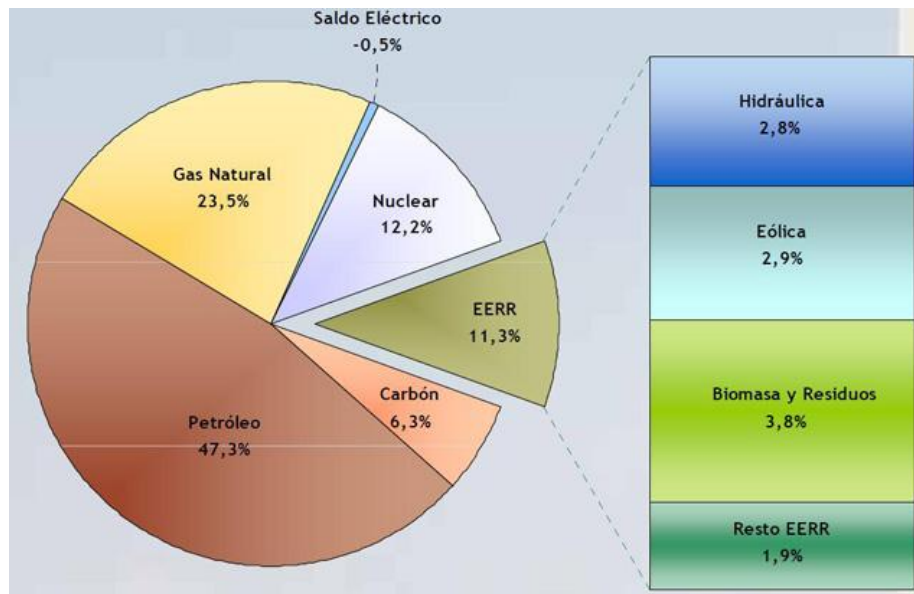


Gráfico 2.2 Influencia de las distintas fuentes de energía en el consumo energético español. [6]

Se puede observar como las energías renovables han tenido un peso pequeño en España en cuanto a generación de energía primaria y eléctrica, su principal exponente ha sido siempre la energía hidráulica, hasta finales del siglo pasado, donde tomaron importancia la energía eólica y la solar.

2.1.3 Consumo mundial

En los últimos años, el gran crecimiento de la población a nivel mundial está provocando un gran incremento en el consumo energético. Según estimaciones publicadas en el World Energy Outlook (WEO) de 2011, para el período comprendido hasta 2035, el consumo energético global experimentará un aumento de un tercio respecto a los valores actuales. Los responsables de este gran aumento son países como China (en emergente crecimiento económico y demográfico), India, Brasil, Indonesia y Oriente Medio. [9]

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución del consumo mundial de energía desde el siglo pasado hasta la actualidad.

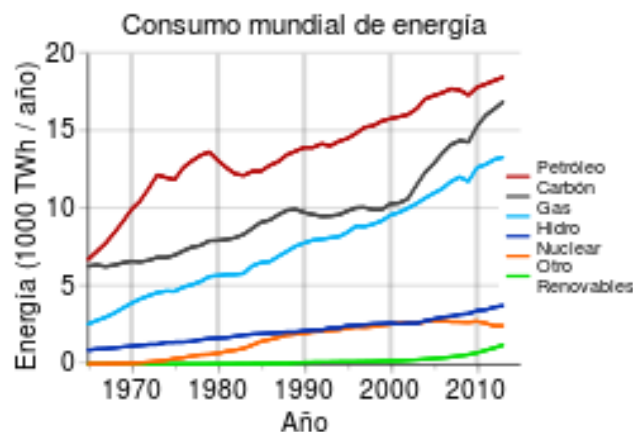


Gráfico 2.2 Evolución del consumo de energía a nivel mundial desde la segunda mitad del siglo XX hasta la actualidad. [10]

En la última década, la producción de energía a partir de la combustión de combustibles supuso aproximadamente un 87% del total energético mundial. Gran parte de los recursos energéticos mundiales proceden de la irradiación solar hacia la tierra, almacenándose parte de la misma en forma de energía fósil.

En cambio, la intensidad del sector energético en las distintas economías mundiales no es equitativa, lo cual implica un mayor futuro en cuanto a desarrollo e implementación de las energías renovables muy diferente según el país que se trate. Por ejemplo, en Noruega el sector energético tiene una importancia relativa en su economía de 12.9 MJ/\$, o en Holanda, de 10.2 MJ/\$. En el caso opuesto, en India dicho valor desciende a 4.4 MJ/\$. [11]

2.2 Energía solar de concentración (SCP)

Las plantas de energía solar de concentración (SCP) tienen como uno de sus componentes principales el colector solar, el cual es un tipo especial de intercambiador de calor que tiene como fin transformar la radiación solar en energía térmica, debido a su dependencia con la radiación solar incidente, está expuesto a situaciones meteorológicas que cambian de forma rápida y constante, tales como lluvia, nubes, polvo, etc., lo cual afectará a las condiciones de operación de la planta.

Dentro del colector de concentración distinguimos en primer lugar el absorbedor o receptor, que es el elemento que absorbe la radiación solar y convierte esta en energía, por otra parte, tenemos el concentrador, el cual es el sistema óptico que dirige la radiación sobre el receptor. En el concentrador tenemos la apertura, que es el espacio abierto a través del cual se intercepta la radiación solar incidente.

En la siguiente figura se muestra un esquema de un colector solar, en dicho esquema se puede observar el plano de apertura del colector y el área del absorbedor como la proyección del plano del absorbedor sobre el plano de apertura.

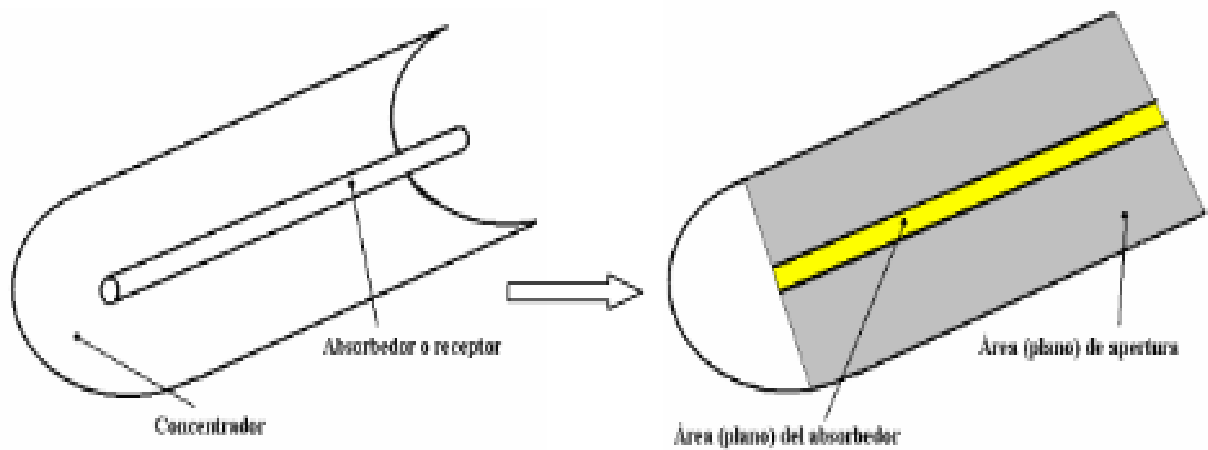


Figura 2.3 Planos de apertura y de concentración de un colector solar [8]

Las instalaciones de concentración solar se emplean en aplicaciones con altas, medias y bajas temperaturas de trabajo, por ejemplo, en el lavado de botellas, donde se emplean temperaturas de trabajo entre los 90 °C y los 140 °C. Por otra parte en el caso de media temperatura, se produce calor que puede llegar a temperaturas superiores a los 400 °C, entre las aplicaciones de media temperatura encontramos la producción de calor para moldes de inyección de plástico o para prensas de formación textil. Por último, cuando las temperaturas se encuentran entre los 600 °C y 850 °C, se consideran aplicaciones de alta temperatura, por ejemplo en la industria del aluminio.

En el caso de media y alta temperatura, se interpone algún sistema óptico entre la fuente de radiación solar y el sistema absorbedor de la misma, que capta la energía solar concentrada en dicho absorbedor. Al concentrar la radiación solar sobre el absorbedor, incrementamos la energía solar recibida sobre la superficie absorbedora, para cuantificar este aumento en la radiación interceptada por la superficie absorbedora se emplea el factor de concentración, su definición se basa en la relación entre el área del plano de apertura del colector y el área del plano que recibe la radiación concentrada.

El factor de concentración cuantifica la radiación absorbida por el tubo receptor, basado en la relación entre el área del plano de apertura del colector y el área del plano que recibe la radiación concentrada. Típicamente, dicho factor permite clasificar las distintas tecnologías de concentración.

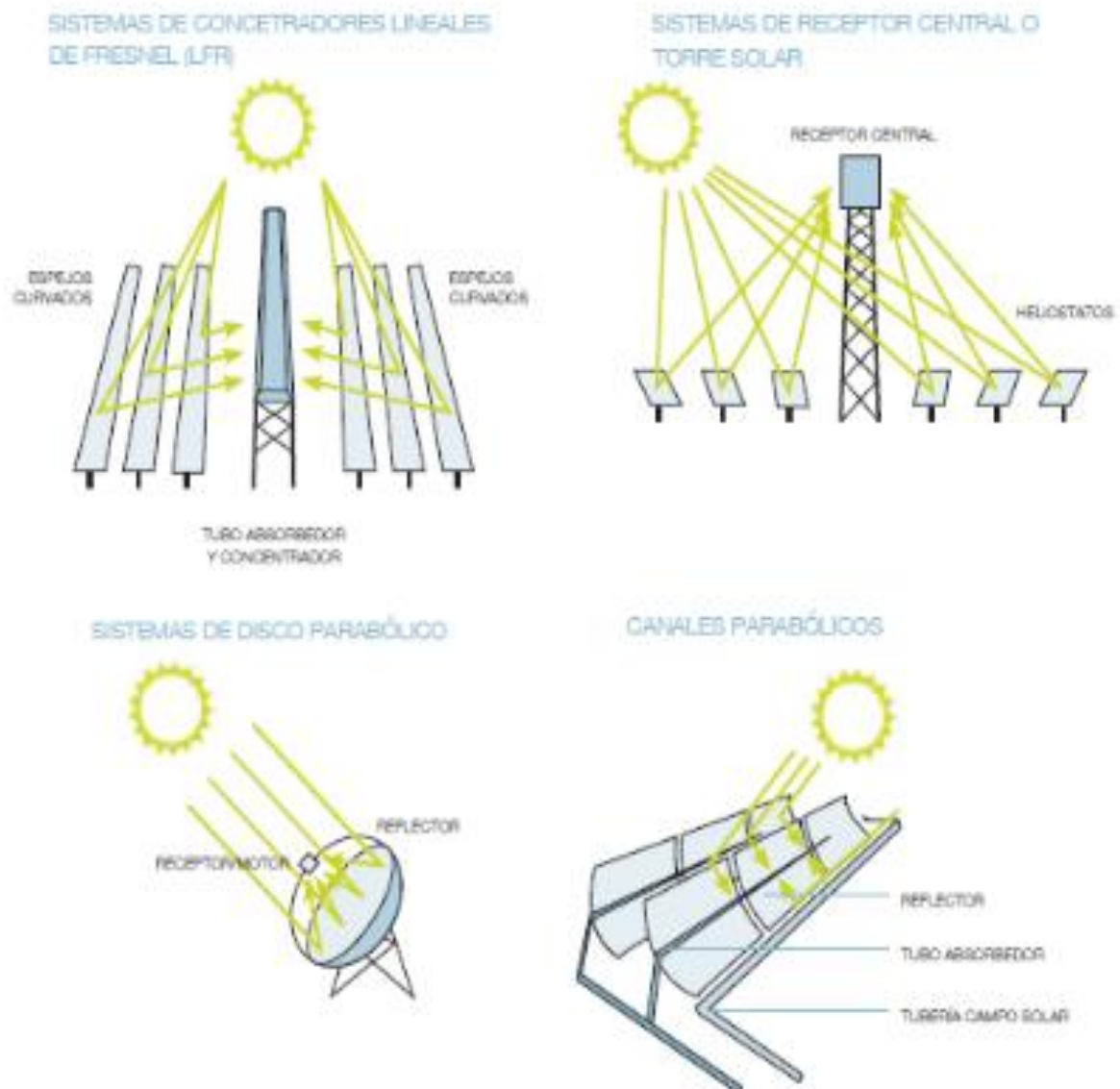


Figura 2.4 Tecnologías de concentración solar [9]

Distinción para citas posteriores: Concentradores Fresnel (a) Receptor central (b) Disco parabólico (c) Canales parabólicos (d)

En función de dicho factor de concentración, se atiende a varias clasificaciones en las tecnologías de energía solar de concentración.

- **Discos Stirling (Parabólicos):** Factor de concentración C entre 1000 y 5000. Consiste en una serie de espejos tipo paraboloide de revolución, que llevan acoplados un motor tipo *Stirling*, disponiendo cada colector de un motor independiente, se pueden llegar a generar potencias del orden de megavatios eléctricos.
- **Torres de potencia o receptor central:** Factor de concentración C entre 200 y 2000.

Formados por heliostatos, orientados tal que reflejen la radiación solar hacia la parte superior de una torre, donde se sitúa el receptor. (Ver figura 2.4b)

- **Sistemas Fresnel:** Factor de concentración C entre 30 y 90.

Los sistemas Fresnel poseen un tubo absorbedor inmóvil que recibe la radiación enfocada y concentrada por una serie de espejos situados en el suelo.

- **Cilindro-parabólicos:** El colector cilindro-parabólico (ver figura 2.4a) calienta un fluido hasta la temperatura de trabajo a partir de la radiación solar concentrada que capta, trabajan a media temperatura, próxima a unos 500 °C, esta temperatura supone una limitación en su uso, pues si se trabaja a temperaturas más altas, implica una serie de pérdidas térmicas y pérdida de rendimiento del absorbedor.

Desde hace tiempo, se ha generado electricidad a través de un fluido de trabajo que absorbe la radiación solar en los colectores, y transporta la energía térmica hasta un bloque de potencia, que genera el vapor que alimenta un ciclo Rankine. Actualmente, se está investigando en la Generación Directa de Vapor (GDV), que busca generar el vapor en los colectores solares, sin necesidad el bloque de potencia, con su correspondiente intercambiador de calor.



Figura 2.5 Colector cilindro-parabólico [11]

Entre las ventajas principales de los sistemas de energía solar de concentración se encuentran las altas temperaturas alcanzables por el fluido de trabajo, mayor eficiencia térmica debidas a la disminución de pérdidas de calor en el receptor, menor coste por m^2 respecto a otras tecnologías, y una buena viabilidad económica.

Sus inconvenientes radican en el deterioro con el tiempo de las superficies temporales, y la necesidad de sistemas de seguimiento solar.

2.3 Radiación solar y sus componentes, posición del sol y ángulos asociados

La radiación solar es un modo de radiación térmica, que presenta distintas longitudes de onda, es el resultado de procesos de altas temperaturas que tienen lugar en el Sol, asemejando este en la tierra como un cuerpo negro que radia energía a 5777K.

La radiación solar que recibe un metro cuadrado de superficie se conoce como irradiación, la cual se expresa en W/m^2 , dicho concepto será importante a la hora del desarrollo analítico del proyecto.

Las distintas componentes de la radiación son debidas a la existencia de gases en la atmósfera, que junto a partículas sólidas o nubes afectan a la atenuación de la radiación que atraviesa la misma.

Debido a esta interacción, la energía que llega a la superficie terrestre tendrá varias componentes:

- **Radiación directa:** No ha sufrido ningún fenómeno previo, llega a la superficie en la dirección del disco solar, la única útil para la tecnología de concentración.
- **Radiación difusa:** Procede del resto de direcciones.
- **Radiación reflejada:** Radiación que recibe el captador procedente de una reflexión previa en el suelo.
- **Radiación global:** El conjunto de radiaciones que alcanza la superficie

Por otro lado, aparte de las componentes ya mencionadas, se distingue la radiación extraterrestre, se llama así a la radiación solar que llega a la zona exterior de la atmósfera, y que no ha sido atenuada por la propia atmósfera.

En el desarrollo de este trabajo se tendrá en cuenta únicamente la radiación directa, pues es la única que puede ser reflejada en el receptor, ya que los heliostatos no pueden reflejar el resto de componentes. [8]

La radiación solar se ve afectada por los distintos ángulos que describe el sol a lo largo del día, para distinguirlos, se parte de la observación del sol desde la superficie terrestre, este describe un arco desde su salida hasta su puesta (orto y ocaso solar respectivamente), pasando por el meridiano local a las 12 h solares.

De este modo, encontramos varios ángulos relacionados con la posición del sol en coordenadas horarias y horizontales:

En primer lugar, la **latitud (λ)**, ángulo asociado a la posición de la superficie de la tierra, si nos encontramos por encima del ecuador, se considera latitud norte (positiva), por

otra parte, dicho ángulo es el formado por el radio terrestre en la posición considerada y el plano ecuatorial.

Ángulo de declinación (δ): Ángulo asociado al movimiento de translación de la Tierra alrededor del Sol, es el ángulo formado por el Sol al mediodía, cuando coincide con el plano meridiano local, como se mencionó anteriormente. Son declinaciones positivas las orientadas al Sur, y negativas las orientadas al Norte.

La declinación está relacionada por el ángulo ϕ recorrido por el sol en su movimiento de translación tomando como origen el equinoccio de primavera (21 de Marzo), tomando como origen el día 1 de Enero y permaneciendo la estructura senoidal de la función, trasladando el origen de referencia.

La declinación depende exclusivamente del día del año (N), que varía desde N=1 hasta N=365, según la siguiente ecuación: [8]

$$\delta = 23.45 \cdot \text{sen}(\phi) = 23.45 \cdot \text{sen}(284 + N) \cdot 360 / 365$$

Ecuación 2.1. Expresión para el ángulo de declinación en función del día del año (N)

Ángulo horario (w_s): Es el desplazamiento angular respecto a la dirección Sur de la proyección del haz solar sobre el plano ecuatorial, se consideran positivos los desplazamientos hacia el Este, y negativos hacia el Oeste. El ángulo horario se calcula en función de la hora solar (h) según la siguiente expresión [8]:

$$w_s = 15(h - 12)$$

Ecuación 2.2. Expresión del ángulo horario en función de la hora solar (h)

Azimut (α_s): Depende de la posición del observador, es el ángulo asociado al arco medido sobre el horizonte formado por el punto cardinal Norte y la proyección vertical solar sobre el horizonte del observador.

Ángulo cenital (θ_z): Ángulo formado por el haz solar con la vertical. El ángulo cenital es mínimo para el mediodía, es decir para $w_s = 0$, como veremos en la ecuación 2.3.

Su expresión en función de la latitud, la declinación y el ángulo horario es la siguiente [8]:

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\lambda) + \cos(\delta) \cdot \cos(\lambda) \cdot \cos(w_s)$$

Ecuación 2.3. Expresión del ángulo cenital

Elevación solar (h_s): Formado por la dirección del sol y el horizonte. Se puede calcular mediante la siguiente expresión, siendo w el ángulo horario, δ la declinación solar y λ la latitud. [8]

$$\sin(h_s) = \cos(w_s) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\lambda) + \sin(\delta) \cdot \sin(\lambda)$$

Ecuación 2.4. Cálculo de la elevación solar

El **ángulo de incidencia** (θ_s) es el ángulo formado entre el vector normal al plano de apertura del colector y el vector solar, es muy importante, al determinar la cantidad de radiación solar directa aprovechable por el colector.

Este ángulo surge debido a los dos grados de libertad que presentan los discos parabólicos y los heliostatos, presentando doble orientación en el colector, una respecto al plano de azimut y otra respecto al plano de elevación solar, esta doble orientación tiene como fin conseguir una incidencia perpendicular del vector solar.

La posición del sol puede calcularse en dos sistemas de coordenadas diferentes: horizontales y horarias, estas coordenadas determinan el vector solar, vector con origen en el observador y extremo en el Sol, clasificando en función del sistema de coordenadas los distintos ángulos solares:

- Coordenadas horizontales: elevación solar (h_s) y azimut (α_s)
- Coordenadas horarias: declinación (δ) y ángulo horario (w_s)

Todos los ángulos mencionados hasta ahora se representan en la siguiente figura:

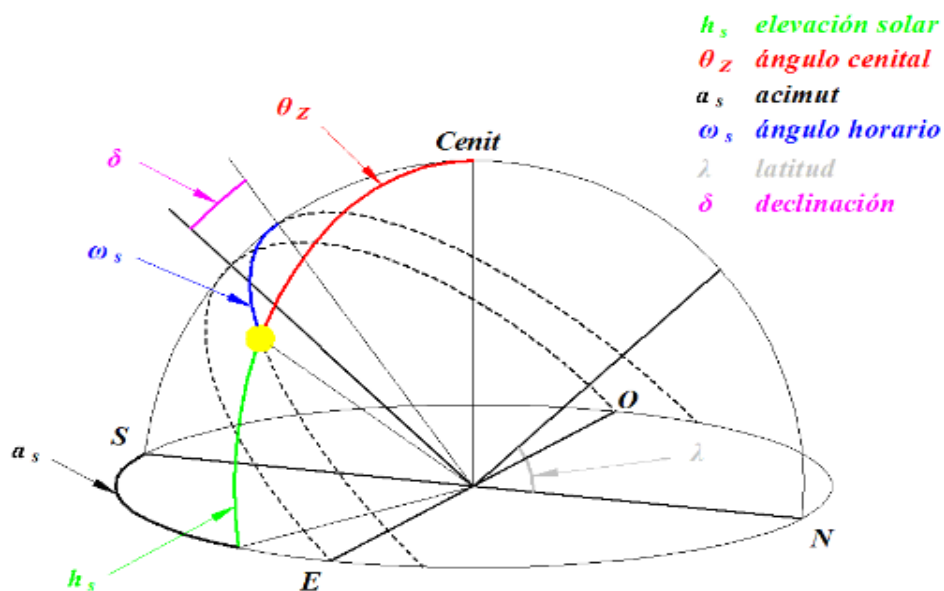


Figura 2.6 Representación de los ángulos solares [8]

Por otro lado, el ángulo de incidencia aparece representado junto al ángulo de elevación solar en la siguiente figura:

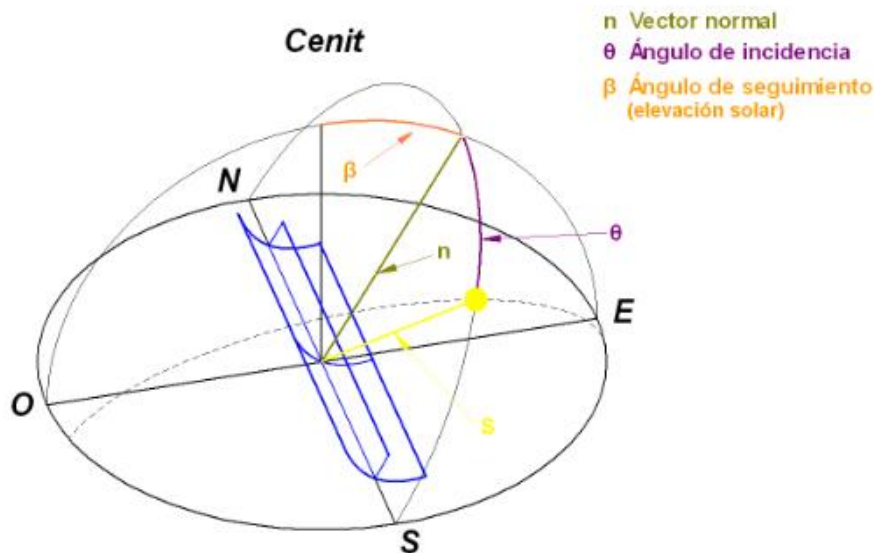


Figura 2.7 Ángulo de incidencia [8]

3. Centrales termosolares tipo torre (SPT)

En este capítulo se tratarán las centrales termosolares tipo torre, tecnología de gran importancia dentro de la energía termosolar, y se tratará su implantación a nivel nacional e internacional, así como los distintos fluidos de trabajo que pueden emplear.

3.1 Generalidades

El concepto fundamental de estas instalaciones se basa en dirigir la radiación solar, reflejada mediante espejos (heliostatos), distribuidos estratégicamente sobre el campo de heliostatos, hacia un receptor situado en el punto más alto de una torre.

Este tipo de tecnología de concentración ha supuesto un paso adelante en las tecnologías referentes a la energía solar, al alcanzar altos valores de concentración (valores desde los 300 a los 3000), lo cual permite trabajar con temperaturas de hasta 1400 °C en los receptores de última generación, siendo en rango habitual de temperaturas de trabajo entre los 500 °C y 600 °C. [8]

Los heliostatos (espejos planos) están dotados de un sistema de seguimiento solar de dos grados de libertad, lo cual contribuye a una mejor captación de la radiación solar

respecto a los Colectores Cilindro Parabólicos (CCP), el seguimiento tiende a ser óptimo y el ángulo de incidencia tiende a ser cero.

Como característica, estas centrales poseen la capacidad de almacenamiento para su posterior uso, si se le añade un sistema de apoyo a la generación, se incrementa la flexibilidad del sistema en cuanto a fluctuaciones en la demanda, cosa imposible con otros tipos de energía, como sucede la fotovoltaica. [8]

En la siguiente figura se muestra una fotografía de una instalación genérica de este tipo de tecnología, podemos observar el campo de heliostatos y la torre, que contiene al receptor en su punto más alto.



Figura 3.1 Central termosolar tipo torre “SolarTwo”, ubicada en Estados Unidos. [13]

La configuración habitual del ciclo de potencia para el caso de las torres de potencia es un ciclo de agua-vapor (Rankine), existiendo también configuraciones para ciclos de gas (Brayton), ambas configuraciones permiten emplear sales fundidas para lograr mejoras en la eficiencia del ciclo, tales como precalentamiento, regeneración, etc., también es más adaptable a hibridaciones o almacenamientos de energía.

Sin embargo, no solo la electricidad se aprovecha de esta forma de energía, se puede emplear para producir calor, frío, cogeneración, etc. [4]

3.2 Entorno socio-económico

Para dar una información más detallada, se distinguirá entre el ámbito nacional e internacional.

3.2.1 Internacional

3.2.1.1 Proyectos existentes y en vías de desarrollo

En el plano internacional, se va a realizar una distinción entre países con gran importancia en el panorama mundial de la energía termosolar:

- En **Estados Unidos**, la energía termosolar necesitará entrar en un mercado de inversión privada por parte de sus desarrolladores para encontrar respaldo ante otras energías renovables relativamente más demostradas, como la eólica o fotovoltaica.

El proyecto *SEGS* (E.E.U.U.) dispone de nueve plantas, cuya construcción finalizó en 1991, la planta contaba con una potencia inicial de 14 MW, llegando a los 80 MW en la octava y novena central, alcanzando un total de 354 MW, la mayor del mundo.

En la siguiente figura se muestra una fotografía de dicha central:



Figura 3.2 Solar Energy Generation System (SEGS) (California, EEUU.) [14]

- **Irán** es un país que siempre se ha mostrado interesado en el empleo de energía termosolar, empleando tecnología CSP busca explotar su gran recurso solar, y así diversificar su consumo energético respecto al petróleo o el gas natural, muy abundantes

en el país. En 1997, se eligió la región de Yazd para instalar la primera planta termosolar del país, desde entonces no se tienen noticias de otros desarrollos.

- En **India**, el clima favorece la existencia de un abundante recurso solar. Su Plan de Acción Nacional sobre el Cambio Climático estableció un objetivo mínimo de 1.000 MW de energía solar térmica en el año 2017, lo cual denota un país con claras líneas de desarrollo para esta tecnología, junto a la fotovoltaica. Según su gobierno, tan sólo el 1% de su territorio podría cubrir los requerimientos de energía del país hasta el año 2030.

- Uno de los **Emiratos Árabes Unidos**, Abu Dhabi, está desarrollando un proyecto de grandes dimensiones para el uso de energía renovables en una ciudad entera, el proyecto, con el nombre de Masdar City, denominación otorgada por la empresa Masdar, responsable de su desarrollo. Entre otros proyectos, se encuentra el de una planta de CSP de 100 MW.

- En el continente africano, uno de los países más destacables es **Argelia**. Ahí, Abengoa Solar ganó el concurso de licitación y construyó la central Hassi R'Mel, ubicada en el desierto e inaugurada en 2011. Junto a esta central, se encuentran planificadas otras dos, de 70 MW de potencia cada una, su construcción se espera terminada para finales de 2015.

- Abengoa Solar también tiene proyectos en **Marruecos**. Ahí, su filial Abener tiene el contrato de adjudicación de la central Beni Mathar, de 470 MW, empleando colectores cilindro-parabólicos, y funcionando desde 2010.

- Otros países, como **China o Australia**, buscan colocarse en los primeros puestos de producción de energía solar, sin embargo, se han centrado más en la energía solar fotovoltaica. [32]

En la siguiente tabla se recogen las potencias a instalar en distintos países, y se resume parte de los datos mencionados anteriormente.

País	Potencia a instalar
Países con proyectos de mayor importancia	
E.E.U.U.	1000 MW hasta 2020
México	1000 MW hasta 2020
Australia	1000 MW hasta 2020
Sudáfrica	1000 MW hasta 2020
España	1000 MW hasta 2020
India	1000 MW hasta 2017
Otros países	
Marruecos	470 MW desde 2010
Argelia	140 MW hasta 2015
Emiratos Árabes Unidos	Planta de 100 MW actualmente

Tabla 3.1 Resumen de los proyectos de implantación de energía termosolar en distintos países

3.2.1.2 Coste de la energía termosolar

Haciendo referencia al precio de la energía termosolar a nivel mundial, en la siguiente figura se puede observar la evolución del precio de este tipo de energía a lo largo del tiempo, frente a sus alternativas fósiles, se observa una tendencia decreciente en su precio debido al gran número de proyectos en desarrollo en los últimos años.

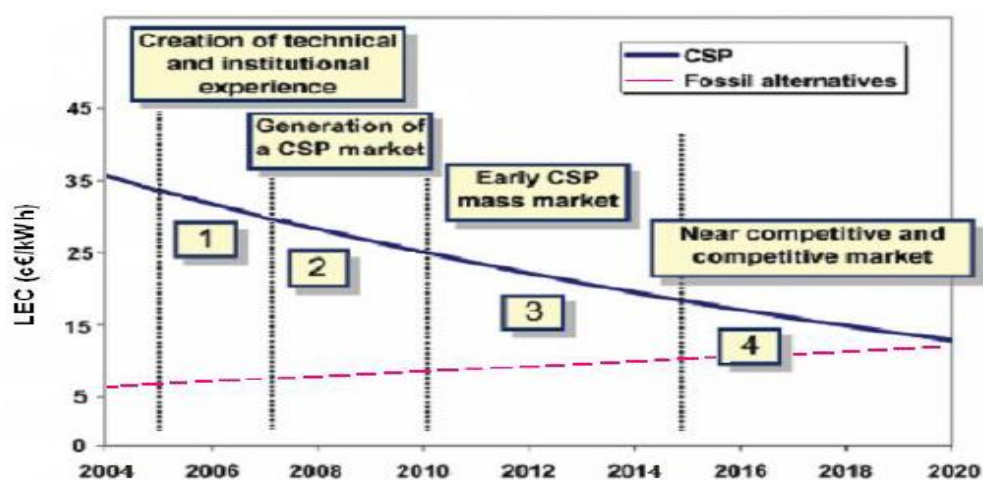


Gráfico 3.1 Coste del kWh de energía solar termoeléctrica a lo largo de los años [13]

La situación en Estados Unidos es extrapolable al resto de países, el coste por kWh generado con energía solar termoeléctrica es elevado en estos momentos (unos 11.09 c€/kWh) y poco competitivo con otras fuentes de energía, se espera en el futuro una reducción de los mismos debido al aumento del número y el tamaño de las plantas, tal como la introducción de mejoras en esta tecnología, el gran número de proyectos en desarrollo, (como se mostró en el apartado 3.2.1.1) favorecerá esta tendencia a la baja del precio de la energía termosolar a nivel mundial frente a sus alternativas.

3.2.2 Nacional

3.2.2.1 Situación y proyectos en vías de desarrollo

España es un país con un gran recurso solar, es decir, con un gran número de días claros y de elevada radiación solar, lo cual afecta favorablemente a la situación de la energía termosolar en nuestro país, al aprovecharse directamente de este recurso.

Actualmente la energía termosolar se encuentra en auge en nuestro país, aparte de las centrales ya operativas hay varias en fase de construcción y otras asignadas, sin embargo, representa un bajo porcentaje en el consumo energético global, y su camino de implantación y crecimiento en España no ha sido fácil.

Desde la construcción de la plataforma solar de Almería en los años 80, la tecnología termosolar ha experimentado un auge gracias al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), pionero en investigación e implantación de estas tecnologías solares, en cooperación con empresas españolas como Endesa, Abengoa Solar o Iberdrola.

Las tecnologías de receptor central han sido promovidas como parte del proyecto SSPS (Small Solar Power Systems), con dos laboratorios como el CRS y el CESA-1. CRS apareció como prototipo para demostrar la producción continua de electricidad con este tipo de tecnología solar, en la actualidad cuenta con una potencia de 2.7 MWt y 111 heliostatos, siendo el primer campo dirigido por radiocontrol.

Supone un ejemplo del apoyo económico en aumento experimentado por este tipo de tecnología, pues en parte fue financiado por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

A corto plazo se espera terminar la construcción de nuevas centrales, aumentando la energía termosolar aprovechable en un 150% respecto a la actual, con la creación de 27 nuevas centrales. En la siguiente figura quedan reflejadas.



Figura 3.3 Estado operativo de las distintas centrales termosolares en España. [13]

La energía termosolar abre la puerta a diversos planes que pueden propiciar el liderazgo de España a nivel internacional en cuanto a este tipo de energía. Dichas oportunidades se presentan a partir del Mecanismo de Transferencia Estadística de Energías Renovables y el Plan Solar del Mediterráneo.

El Mecanismo de Transferencia Estadística de Energía Renovables, establecido por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo permite a diversos países cooperar en la producción de energías renovables, haciendo posible el intercambio de energía entre países, lo cual a su vez otorga una posición de privilegio a España debido a su gran situación geográfica y su gran recurso solar, favoreciendo la obtención de ayudas económicas procedentes del exterior para llevar a cabo nuevos proyectos y mantener los ya existentes.

3.2.2.2 Proyectos existentes

Según datos de Protermosolar [26], proporcionados en el año 2012, en España existían un total de 35 centrales termosolares en funcionamiento, con una potencia total instalada de 1.581 MW, produciendo 4.200 GWh/año, con 17 en fase de construcción, sumando una potencia en construcción de 774 MW. También hay 8 centrales en fase de preasignación, publicadas en el Registro de Preasignación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. [27]

Distinguiendo según las distintas comunidades autónomas, los datos se registran en la siguiente tabla para el año 2014, en ella se puede observar que en la actualidad hay 61 centrales activas. No se contabilizan únicamente las centrales tipo torre, sino todas las centrales termosolares en funcionamiento en España, con el fin de ofrecer una idea del estado actual de la energía termosolar a nivel global en España.

CENTRALES TERMOSOLARES EN ESPAÑA					
Provincia	Centrales	Potencia (MW)	Operación	Construcción	Promoción
Sevilla	11	450	8	4	-
Granada	3	150	3	-	-
Córdoba	6	300	2	4	-
Cádiz	2	100	2	-	-
Andalucía	22	1000	15 (650 MW)	8	-
Cáceres	7	350	1	3	3
Badajoz	12	600	5	6	1
Extremadura	19	950	6 (300 MW)	9	4
Cuenca	1	1	1	-	-
Ciudad Real	15	470.4	3	4	8
Castilla-La Mancha	16	471.4	4 (151 MW)	4	8
Murcia	2	31.4	1 (1.4 MW)	1	-
Alicante	1	50	-	1	-
C. Valenciana	1	50	-	1	-
Lleida	1	22.5	-	1	-
Cataluña	1	22.5	-	1	-
ESPAÑA	61	2.525.30	26	24	12

Tabla 3.2 Centrales termosolares en España [29]

En la siguiente tabla se muestran una serie de centrales termosolares tipo torre experimentales y sus características, comparadas con otras centrales en el extranjero, con el fin de ofrecer una idea al lector del estado de esta tecnología en España respecto a cómo se encuentra en otros países.

País	Nombre	Potencia [MWe]	Fluido de trabajo	Medio de almacenamiento
España	CESA-1	1	Vapor	Sal (Nitrato)
España	TSA	1	Aire	Cerámico
España	SSPS	0.5	Sodio (líquido)	Sodio
E.E.U.U.	Solar One	10	Vapor	Aceite/Roca
E.E.U.U.	MSEE/Cat B	1	Nitrato (líquido)	Sal Nitrato
E.E.U.U.	Solar Two	10	Nitrato (líquido)	Sal Nitrato
Italia	Eurelios	1	Vapor	Sal Nitrato
Francia	Themis	2.5	Sal	Sal
Japón	Sunshine	1	Vapor	Sal Nitrato
Rusia	SPP-5	5	Vapor	Agua ó Vapor

Tabla 3.3 Centrales termosolares tipo torre experimentales y sus características. Comparativa con las centrales en el extranjero [9]

Se puede observar que estas poseen una capacidad de producción de potencia muy inferior a las situadas en Estados Unidos, país pionero en este campo, del que se hablará en el apartado internacional de este mismo capítulo.

Entre los proyectos ya en funcionamiento en España, encontramos la central PS10, ubicada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), y propiedad de Abengoa Solar, fue la primera central comercial de torre central y campo de heliostatos ubicada en el mundo, inició su operación en 2007, y actualmente cuenta con una potencia nominal de 11 MW y un área de captación solar de 75.000 m^2 .



Figura 3.4 Central PS-10 [28]

Por último, la central objeto de estudio en este proyecto, Gemasolar (propiedad de Torresol Energy), ubicada en Sevilla (España), y que se expondrá con más detalle en un apartado destinado para ello.

Inició su operación en Julio de 2011, opera con un campo de heliostatos (espejos planos) alrededor de la torre, aportando la central una potencia nominal de 17 MW, con una producción de unos 100 GWh/año, y un área de captación solar de 304.750m^2 .



Figura 3.5 Central Gemasolar (Sevilla) [31]

Aparte de las ya mencionadas, se encuentran operativas otras centrales, que se muestran en la siguiente tabla. Se mostrarán las restantes centrales tipo torre y centrales que emplean otras tecnologías, pero que contribuyen también al crecimiento de la energía termosolar en España.

Nombre (Propiedad)	Año de inicio de operación	Pot. Nominal (MW)	Producción estimada (GWh/año)	Tecnología empleada	Área de captación sola (m^2)	Ubicación
TIPO TORRE						
PS10 (Abengoa)	2007	11	24	Torre central de vapor saturado	75.000	Sevilla
PS20 (Abengoa)	2009	20	44	Torre central de vapor saturado	150.000	Sevilla
Gemasolar (Torresol Energy)	2011	17	100	Torre central Con sales fundidas	304.750	Sevilla
OTRAS TECNOLOGÍAS						
Andasol 1 y 2 (COBRA)	2008/2009	50	175	Coletores cilindro- parabólicos	510.120	Granada
Extresol 1 y 2 (COBRA)	2009/2010	50	177	Coletores cilindro- parabólicos	510.120	Badajoz
Lebrija 1 (Valoriza y Siemens)	2011	50	122	Coletores cilindro- parabólicos	412.000	Sevilla
Manchasol 1 y 2 (COBRA)	2010/2011	50	185	Coletores cilindro- parabólicos	510.120	Ciudad Real

Errado I (Novatec)	2009	1.4	2	Colectores I Fresnel	18.000	Murcia
Ibersol (Iberdrola)	2009	50	103	Colectores cilindro-parabólicos	290.000	Ciudad Real
La Risca (Acciona)	2009	50	103	Colectores cilindro-parabólicos	390.000	Badajoz
Majadas (Acciona)	2010	50	108	Colectores cilindro-parabólicos	380.000	Cáceres
Palma del Río 1 Y 2 (Acciona/ Mitsubishi)	2011/2010	50	116	Colectores cilindro-parabólicos	380.000	Córdoba
Helioenergy (Abengoa/ EON)	2011	50	140	Colectores cilindro-parabólicos	500.000	Sevilla
Solnova 1, 3 y 4 (Abengoa)	2010	50	110	Colectores cilindro-parabólicos	380.000	Sevilla
La Florida (SAMCA S.A.)	2010	50	180	Colectores cilindro-parabólicos	550.000	Badajoz
La Dehesa (SAMCA S.A.)	2010	50	180	Colectores cilindro-parabólicos	550.000	Badajoz
Valle 1 y 2 (Torresol)	2011	50	160	Colectores cilindro-parabólicos	510.000	Cádiz

Tabla 3.4 Restantes centrales termosolares operativas en España. [9]

Así pues, debido al gran número de centrales ya existentes y las que se encuentra en fase de planificación y construcción, España podría situarse a la cabeza de la exportación de energía termosolar, con gran parte de la tecnología necesaria financiada por los países del norte de Europa.

3.2.2.3 Marco regulador

Cuando se redactó el Plan de fomento de las Energías Renovables 2000-2010, que buscaba cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria de España a partir de energías renovables, no existían en España plantas termosolar en funcionamiento, sin embargo se dieron pasos para establecer el marco económico y legislativo adecuado para promover los primeros proyectos de este tipo.

El Real Decreto 436/2004 estableció el marco jurídico y económico adecuado para la producción de energía eléctrica en régimen especial, incluyendo también las instalaciones que empleen cogeneración y las que empleen energías renovables no consumibles, biomasa o biocarburantes con la condición de que su titular no realice actividades de producción en régimen ordinario, fuera del especial.

Las instalaciones que emplean como energía primaria la energía solar se incluyen en el grupo b.1 de este decreto (dividido a su vez en solar fotovoltaica y solar

termoeléctrica). En las instalaciones del grupo b.1 se permite el uso de combustible (gas natural o propano) para mantener la temperatura del acumulador de calor en periodos de interrupción de la generación eléctrica, limitando su combustible anualmente en un máximo del 12% de la producción de electricidad.

En este caso, el precio de la electricidad se expresará en c€/kWh, en forma de única tarifa regulada para todos los periodos de programación. El anterior porcentaje anual puede ascender al 15% sin limitación temporal, si la instalación vende energía libremente, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, o del sistema de contratación bilateral, el precio de la venta de electricidad será el del mercado organizado o el precio negociado por el titular. El precio continúa expresado en c€/kWh, incluyendo como incentivo una prima, también en estas unidades.

El artículo 33 de este decreto dicta que cuando se alcancen los 200 MW de potencia instalada, se procederá a la revisión del precio de las tarifas, primas e incentivos. En el año 2005 el Gobierno aprobó el Plan de las Energías Renovables 2005-2010 (PER), que revisaba el plan anterior (2000-2010) vigente hasta esa fecha.

En dicho plan, se continuaba con el objetivo de cubrir con energías renovables al menos con un 12% del consumo total de energía de 2010, además de un 29.4% de generación eléctrica con renovables y un 5.83% de biocarburantes en transporte.

En cuanto a la energía termosolar, el PER reconoció la existencia de perspectivas para instalar hasta 500 MW en centrales termosolares. [27]

Las perspectivas favorables reconocidas eran tres fundamentalmente:

1. Gran recurso solar en España, favorable para el desarrollo de este tipo de energía.
2. Elevado interés de promotores para llevar a cabo diversos proyectos comerciales e industriales
3. Existencia de conocimientos y experiencias previas que permiten alcanzar un alto grado de desarrollo de esta tecnología en España.

Por otra parte, el Real Decreto 436/2004, mediante primas, marcó el desarrollo de nuevos proyectos. Teniendo en cuenta los proyectos ya existentes y los que se encontraban en vías de ejecución, el total de proyectos en fase de promoción alcanzaba una potencia de 500 MW aproximadamente, sin embargo, la potencia total instalada en España llegó a unos 700 MW a finales de 2010.

Teniendo en cuenta las distintas promociones de estos proyectos en toda España, se marcó una distribución del objetivo global basado en las distintas Comunidades Autónomas: Castilla-La Mancha (50 MW), Murcia (50 MW), Extremadura (50 MW), Castilla y León (50 MW) y Andalucía (300 MW). Estos objetivos convertirían a España en líder mundial de esta tecnología.

En la siguiente tabla se muestra la evolución anual de la potencia termosolar instalada en España entre 2005 y 2010.

Año	Potencia (MW)	Producción (MWh)	Inversión asociada (miles €)	Apoyo público: Explotación (miles €)	Apoyo público: Inversión (miles €)	Apoyo público: Total (miles €)
2005	0	0	0	0	0	0
2006	10	25.960	50.000	4.284	1.200	81.454
2007	40	129.800	200.000	24.458	0	354.298
2008	150	519.200	675.000	99.202	5.000	1.298.552
2009	150	908.600	637.500	176.033	0	1.722.283
2010	150	1.298.000	600.000	254.997	0	2.153.147
Total 2005-2010	500	2.881.560	2.162.500	559.514	6.200	5.610.274

Tabla 3.5 Evolución de la potencia termosolar instalada en España en el periodo 2005-2010. [9]

Sustituyendo al Real Decreto 436/2004, se estableció el Real Decreto 661/2007, que regula la actividad de producción eléctrica en régimen especial, dando una nueva regulación del régimen jurídico y económico, manteniendo la estructura existente. Este decreto garantiza a los poseedores de instalaciones en régimen especial una retribución acorde a sus inversiones, y a los consumidores una asignación acorde a los costes del sistema eléctrico.

En Noviembre de 2009, el Consejo de Ministros publicó el acuerdo alcanzado para la ordenación de los proyectos presentados en el Registro de Preasignación de retribuciones para las instalaciones de producción de energía eléctrica (previsto en el Real Decreto 6/2009). El ritmo de puesta en marcha de las instalaciones en distintas fases fue el siguiente:

- 1ª Fase: 850 MW
- 2ª Fase: 1.350 MW
- 3ª Fase: 1.850 MW
- Potencia restante según la disposición quinta del Real Decreto 6/2009.

No podrían comenzar el vertido de energía a través de la red de la empresa de transporte las instalaciones que figuran en el Registro de Preasignación antes del 1 de Enero de 2011 para la fase 2, el 1 de Enero de 2012 la fase 3 y el 1 de Enero de 2013 la fase 4.

Las fases 2 y 3 debían ser inscritas definitivamente en el Registro de Preasignación antes del 1 de Enero de 2013, y la fase 4 antes del 1 de Enero de 2014.

Se establecen, además dos posibilidades de remuneración para el productor de electricidad a partir de tecnología termosolar:

1. Venta de electricidad directamente al mercado o bien mediante un contrato bilateral, otorgando al productor el valor negociado junto a una bonificación.

2. Suministrar la electricidad con una tarifa fija para todo el año.

A final de cada año, el Boletín Oficial del Estado (BOE) establece el orden de revisión de las tarifas eléctricas para el siguiente año, se revisa la remuneración normal y la compensación recogida en el Real Decreto 661/2007. La remuneración está garantizada por ley por 25 años, en el precio del kWh para la tarifa fija, además de la bonificación en caso de operación de mercado.

Una vez transcurridos 25 años, la remuneración por kWh aportado a la red se reduce en un 20% respecto al valor vigente en ese año. Esta remuneración está ajustada en España a la tasa anual de inflación, basada en el índice de precios al consumo (IPC). Hasta el 31 de Diciembre de 2012, hay que restar 0.25 puntos porcentuales de forma adicional a la variación anual del IPC, a partir de 2013, se hace en 0.5 puntos.

En la siguiente tabla aparecen marcadas las tarifas, primas y límites para las instalaciones de las categorías marcadas en el Real Decreto 661/2007, aplicadas a partir del 1 de Enero de 2012, y en vigor actualmente.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite superior c€/kWh	Límite inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P ≤ 100 kW	Primeros 30 años	48.8743			
		100 kW < P ≤ 10 MW	Primeros 30 años	46.3348			
		10 < P ≤ 50 MW	Primeros 30 años	25.4997			
	b.1.2		Primeros 25 años	29.8957	28.1894	38.1751	28.1936
			A partir de entonces	23.9164	22.5515		

Tabla 3.6 Tarifas, primas y límites para las categorías marcadas en el Real Decreto 661/2007 [9].

En la actualidad, y basándose en la distribución de plantas con tarifa preasignada en 2013, el Plan de Acción de Energías Renovables (PANER) 2011-2020, indica que la contribución de esta energía al cumplimiento de los objetivos para 2020 está estimada en 15.353 GWh, generados a partir de una potencia instalada total de 5.079 MW en 2020.

A partir del presente año 2014 está previsto que todas las instalaciones posean sistemas de almacenamiento de energía, que permitirá la participación en programas de ajuste del sistema y que favorezcan su gestionabilidad. [9]

Recientemente se ha llevado a cabo una reforma eléctrica en España, que da más importancia al consumidor, al permitir elegir sus tarifas y pagar en función de sus expectativas. Esta reforma se basa en varios puntos principales: [44]

- Los usuarios que dispongan de contador inteligente con discriminación horaria, pagarán en función del consumo en cada momento.
- Industria calcula que habrá un ahorro del 3% en la factura anual. Podremos acogernos a una “tarifa plana” pero con compromiso de permanencia.
- La revisión de la tarifa de acceso perjudicará a los usuarios que menos consumen.
- Bono social: los consumidores vulnerables tendrán descuento del 25% sobre la nueva tarifa luz.
- Si el consumidor rescindiera de forma unilateral el contrato con el precio fijo anual antes de su finalización, sufrirá penalización.

El modelo vincula el componente energético directamente al mercado mayorista. Es decir, los consumidores pagarán la electricidad consumida a un precio medio del mercado en el periodo de facturación.

Aquellos que dispongan de contador con discriminación horaria, pagarán cada hora el consumo al precio exacto que haya tenido en ese momento en el mercado.

Desde el 1 de febrero está en vigor la revisión de la tarifa de acceso, que significó una subida del 18% del coste de la potencia contratada. Al pasarse de una parte fija de la factura, este aumento de los precios afecta los usuarios de bajo consumo, segundas residencias y viviendas vacías.

Esta subida en los peajes, que se ha doblado en los últimos 6 meses, viene acompañada de una bajada del 6.9% del Término de Energía (la parte variable de la factura) para aquellos que no tengan discriminación horaria. Esto supone una bajada del precio del kW consumido, beneficiando a las grandes potencias y consumos. [44]

3.3 Fluidos caloportadores empleados

El fluido caloportador transportará el calor desde el receptor hasta el punto en que se requiera dicho calor, y se almacena en depósitos térmicos para adecuar la satisfacción de la demanda.

Los fluidos caloportadores empleados en las centrales termosolares son los siguientes:

- **Sales fundidas:** Mezcla de sales típicamente un 60% de NaNO_3 y un 40% de KNO_3 , con un punto de fusión de 222 °C y un punto de descomposición a temperaturas cercanas a los 600 °C.

Entre otras de sus propiedades características se tiene un elevado calor específico (alto transporte de calor por gramo de fluido empleado, concretamente de 1423,5 J/KgK [20]) y buena conductividad térmica.

Por otro lado, entre sus inconvenientes se encuentra la posibilidad de descomposición de las sales a altas temperaturas de trabajo y la necesidad de instalación un sistema de prevención al aumento de temperatura de las sales que pueda dañar los sistemas de la central, dicho sistema supone un coste económico extra.

En Estados Unidos, las sales fundidas son el fluido caloportador más empleado.

- **Sodio líquido:** Su uso supone un problema por su reacción exotérmica con el agua, que genera hidrógeno y un alto riesgo de explosión. Su ventaja principal radica en sus buenas propiedades termodinámicas, que le permiten soportar altos flujos de calor, del orden de 1.5 MW/m^2 .
- **Agua/Vapor:** Su ventaja principal respecto a las sales fundidas y el sodio fundido es que permite trabajar con un único circuito receptor-turbina (no existe primario y secundario). El receptor recibe agua a presión superior a la atmosférica, y de él sale vapor recalentado hacia la turbina.
- **Aire:** Típicamente empleado en receptores metálicos perforados por una malla de poros, se hace circular el aire por el interior de estos poros y se conduce el punto donde se demanda calor.

El receptor puede presentar intercambio térmico de dos formas en función de la disposición del fluido de trabajo. En primer lugar un intercambio directo de calor entre el receptor y el fluido de trabajo.

Por otra parte, un intercambio indirecto (se emplearía únicamente cuando el fluido caloportador no se tratase de agua o aire), es decir, existiendo un segundo intercambio entre el fluido el fluido caloportador y otro fluido que se emplee para intercambiar calor con el caloportador. [8]

Si se emplea aire presurizado se puede optar por el empleo de ciclos combinados de turbina de gas y turbina de vapor (Rankine y Brayton), el aire caliente intercambia calor desde la turbina de gas y el calor se aprovecha en la turbina de vapor.

4. Centrales termosolares de sales

Las centrales termosolares de sales cuentan como elemento característico el empleo de sales fundidas como fluido calorífico, permitiendo operar únicamente con este fluido, y no con ninguno de los expuestos en el punto anterior.

Se pueden alcanzar elevadas temperaturas de trabajo, y por tanto un alto rendimiento y eficiencia en la central, al conseguir mayor conversión de energía térmica en energía mecánica, y ésta en energía eléctrica a través del ciclo Rankine.

El fluido (aceite) utilizado en las plantas de CCP limita la temperatura de operación a 390 °C, en este tipo de centrales, las temperaturas de trabajo pueden llegar a 565 °C.

Estas centrales de receptor central (CRS del inglés *Central Receiver Solar*) emplean miles de espejos, denominados heliostatos, que concentran la energía solar en el punto más alto de una torre. Se trabajan con valores de concentración desde 300 hasta 1500.

Los elementos fundamentales en una central de este tipo son el campo de heliostatos y la torre; los heliostatos están orientados en una dirección concreta en función del movimiento aparente del Sol, con los espejos colocados de la forma más eficiente energética y económicamente.

Los heliostatos basan su funcionamiento en el accionamiento de un servomecanismo que permite seguir el movimiento del sol y reflejar la radiación solar directa hacia el receptor.

En la torre se encuentra el receptor, donde circula el fluido calorífico, desde éste, el fluido circula por las tuberías, bombas y válvulas, hasta llegar al ciclo de potencia.

Los tanques de almacenamiento se componen de dos tanques de sales fundidas, uno frío y otro caliente, este sistema (el más extendido actualmente) permite a potencia nominal más de la mitad del año. Sin embargo, para aumentar las horas de trabajo se puede emplear un sistema de almacenamiento de calor en días meteorológicamente desfavorables (lluvia, niebla, etc).

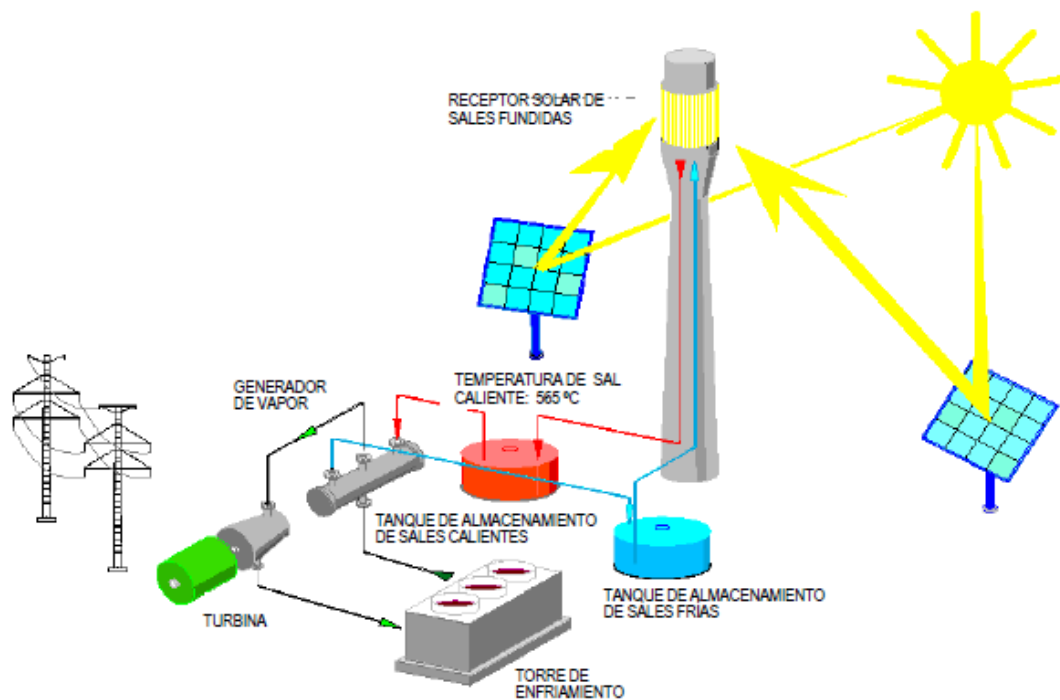


Figura 4.1 Esquema de una central termosolar tipo torre operando con sales fundidas. Concretamente, esquema seguido en la central Gemasolar. [13]

4.1 Descripción de componentes

Una central termosolar generalmente está compuesta por una serie de componentes fundamentales.

4.1.1 El campo de heliostatos

Conjunto de heliostatos dispuestos en función de la posición del sol, para favorecer la captación de la radiación solar.

Los heliostatos son espejos no completamente planos (ya que presentan un cierto cantedo para mejorar la reflexión de la radiación sobre el receptor) con diversas geometrías en función del tipo de receptor, las superficies reflectantes de los mismos se llaman facetas, fabricadas en vidrio y con una capa reflectante (generalmente de aluminio), con una reflectividad aproximadamente de un 90%.



Figura 4.2 Heliostato con facetas rectangulares [15]

El heliostato cuenta con un seguimiento en dos ejes, el acimutal y el de elevación, consigue un ángulo de incidencia nulo, lo cual favorece el aprovechamiento de la radiación solar.

Los heliostatos en su movimiento de elevación pueden moverse entre los 0-90 ° a una velocidad de 15 °/min, y en el movimiento de azimuth entre 0-360 ° a una velocidad de 12 °/min.

En cuanto a la estructura de los heliostatos, están formados por celosías metálicas, que soportan las facetas, las cuales están sujetas a un eje cilíndrico horizontal, encargado del movimiento del heliostato.



Figura 4.3 Estructura soporte de un heliostato [16]

El gran problema de los heliostatos viene a raíz de su coste, que supone cerca de un 60% del de la instalación, para reducir este coste, se está pensando en configuraciones con una fachada mayor, que permita reducir el precio por m^2 .

Entre las configuraciones que pueden adoptar los heliostatos en estas plantas, encontramos dos tipos, en función de la disposición de los mismos:

- Heliostatos dispuestos alrededor de la torre, el fluido calorífico circula por el exterior de la torre.
- Heliostatos colocados al norte de la torre (si nos encontramos en el hemisferio norte), con un receptor plano o de cavidad en la misma, orientado de igual forma que los heliostatos.

Para favorecer la eficiencia energética (evitando bloqueos y sombras), el primer anillo de heliostatos se sitúa en un anillo concéntrico a una distancia igual a la mitad de la altura de la torre, incrementándose sucesivamente la distancia entre anillos proporcionalmente al tamaño del campo de heliostatos.

Atendiendo a la eficiencia energética, se colocarían como círculos concéntricos, tal que la extensión ocupada por el campo de heliostatos sea la misma que la de los espejos, intentando evitar la aparición de bloqueos y sombras entre paneles.

El número de heliostatos más común está entre los 1800 y 3900.

4.1.2 Receptor

Situado en lo más alto de la torre, con el fin de poder captar la radiación reflejada por los heliostatos que le rodean.

En las centrales termosolares de sales se dan principalmente las siguientes configuraciones del receptor:

- **Receptor exterior:** Implica unas altas pérdidas térmicas, al estar expuesto el fluido de trabajo, que circula por unos tubos (por la parte interior de la pared circula un fluido refrigerante), de forma directa a la radiación solar, este hecho afecta a las temperaturas de trabajo, que no pueden ser superiores a unos 500 °C aproximadamente, lo cual lleva asociado el no tener relaciones de concentración muy altas.

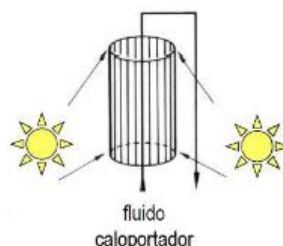


Figura 4.4 Receptor exterior en torres de potencia [8]

- **Receptor de cavidad:** Presenta una serie de tubos en el interior de una cavidad, los cuales absorben la radiación solar, puede trabajar a temperaturas superiores que el receptor exterior.

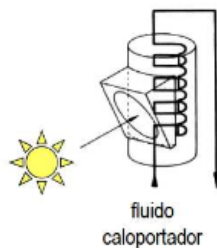


Figura 4.5 Receptor de cavidad en torres de potencia [8]

El receptor debe ser capaz de absorber la radiación solar en la mayor medida posible (para ello se dimensiona de manera acorde), y llevar al fluido térmico a las temperaturas de diseño, en el interior de los tubos del receptor circulan sales fundidas.

Las temperaturas de la superficie de los tubos del receptor están controladas, de forma que típicamente no sobrepasen valores del orden de los 650 °C, para evitar la descomposición de los nitratos a nitritos.

Por otro lado, la superficie externa del receptor suele estar coloreada de negro para poder absorber en torno a un 95% de la radiación reflejada.

Los receptores suelen ser diseñados con un tamaño óptimo tal que minimice las pérdidas térmicas, puesto que es el equipo más crítico de la planta debido a estas pérdidas y su alto flujo de radiación incidente. De igual modo, estará construido de un material que permite soportar las altas temperaturas a las que estará sometido, buscando la máxima eficiencia térmica, a pesar de los grandes gradientes térmicos a los que estará sometidos y la fatiga térmica. [10]

El receptor posee una serie de paneles que a su vez contiene cierto número de tubos por los que circulan las sales fundidas, dichas sales generan una serie de problemas de corrosión y desgaste que se deben prevenir.

Por ejemplo, en la central Gemasolar, los paneles están formados por un haz tubular y dos colectores de superaleaciones de Cromo y Níquel, con un diseño del mismo para 25 años de operación. [13]

Además, se dan varias configuraciones en el receptor, atendiendo a dos criterios, en primer lugar la manera en que se absorbe la radiación incidente y en segundo lugar la orientación del receptor.

De cara al futuro, la tendencia en el desarrollo de los receptores conlleva aumentar los coeficientes de concentración y el empleo de materiales que permitan operar a sus temperaturas de trabajo típicas. De este modo, se pretende conseguir mayores eficiencias y trabajar a temperaturas óptimas que maximice dicho valor.

En la siguiente tabla, se puede observar una serie de parámetros que permite concluir que la eficiencia térmica del receptor aumenta con la disminución del diámetro de los tubos del mismo. Debido a la baja conductividad térmica de las sales fundidas que circulan por el mismo, se requieren altas velocidades de las mismas para conseguir mayor transferencia de calor por convección entre las sales y la pared interior del tubo.

En la siguiente tabla se muestra la eficiencia del receptor en función de una serie de variables físicas:

Díam. exterior	Nº Tubos	Flujo Másico (kg/s)	Veloc. En los Tubos (m/s)	Eficiencia En el receptor	Tª máx En el Metal	Presión (MPa)	Potencia Recibida (MW)	Potencia De Radiación (MW)
0.02	80	146	3.98	0.876	899	1.485	1.65	2.65
0.0234	68	145	3.23	0.871	919	0.839	1.64	3.02
0.025	64	144.5	2.98	0.868	930	0.652	1.69	3.23
0.03	53	142	2.37	0.855	968	0.339	1.84	4.06
0.035	45	139	1.95	0.836	1011	0.197	2.03	5.22
0.04	40	134.5	1.6	0.81	1061	0.115	2.24	6.86
0.045	35	128.5	1.36	0.774	1118	0.074	2.48	9.13

Tabla 4.1 Variables físicas involucradas en la eficiencia del receptor [10]

La eficiencia máxima entre las configuraciones estudiadas (86.8%) se alcanzaría en un receptor de 64 tubos, un flujo másico de sales circulando de 144.5 kg/s a una velocidad de 2.98 m/s, a una presión máxima de 0.652 MPa y recibiendo una potencia de 1.69 MW, se observa que la máxima eficiencia no se alcanza para la configuración con mayor potencia recibida.

4.1.3 Torre

Sitúa el receptor a una cierta altura óptima en función de la situación de los heliostatos, su estructura generalmente es de hormigón. Típicamente, alcanza alturas de hasta 300 metros.



Figura 4.6 Torre de la planta CESA I en Almería [17]

4.1.4 Sistema de almacenamiento

Un sistema importante dentro de las centrales termosolares que se estudian en este trabajo, es el sistema de almacenamiento, el objetivo fundamental del mismo es aprovechar al máximo las horas soleadas que permiten mayor generación de energía, para ello, se emplean generalmente dos tanques de almacenamiento (uno de sales calientes y otro de sales frías). Como principio fundamental, el tanque aprovecha la potencia real que se obtiene en los colectores, diferente a la óptima necesaria para funcionar la central.

Este conjunto, por tanto, permite generar electricidad en condiciones solares desfavorables, debido a inclemencias meteorológicas.

Mediante el empleo de sales en los colectores solares se evita el uso de un intercambiador de calor adicional entre el receptor y el sistema de almacenamiento, pues ambos emplean el mismo tipo de fluido. Por otra parte, la sales frías se almacenan en un tanque, desde el cual se dirige a los colectores mediante el impulso proporcionado por las bombas.

Las temperaturas de operación del sistema de almacenamiento son las de entrada y salida del campo solar, que oscila entre los 290 y 565 °C, como valor aproximado, con un correspondiente aislamiento, para que las sales no vean disminuida su temperatura.



Figura 4.7 Fotografía de la central termosolar Gemasolar. Al fondo se puede observar el tanque de almacenamiento [13]

Por otro lado, existen calentamientos eléctricos adicionales para aumentar la temperatura de las sales cuando sea necesario, por ejemplo para evitar su congelación. También existen recirculaciones de sales entre el tanque caliente y el frío.

Simplificadamente, el sistema de almacenamiento funciona de la siguiente forma:

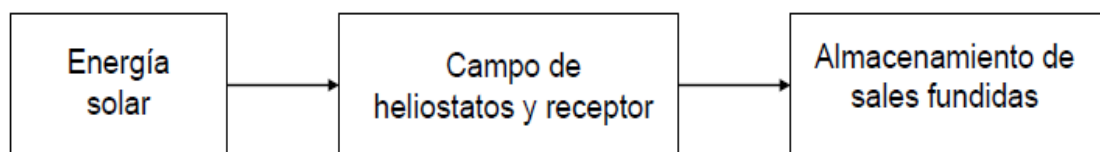


Figura 4.8 Breve esquematización del funcionamiento del sistema de almacenamiento de una SPT [13]

En la central de estudio, las sales experimentan variaciones de volumen específico a razón de los cambios de temperatura que sufren, por lo tanto el tanque surge como componente necesario para absorber estos cambios de volumen, así como compensar los mismos.

En la siguiente figura se muestra una fotografía de un tanque de almacenamiento en la central de Casablanca (E.E.U.U.).



Figura 4.9 Tanque de almacenamiento en la central de Casablanca (E.E.U.U.) [10]

Para dimensionar el volumen de los tanques de almacenamiento, se tiene en cuenta la cantidad de energía que se desea mantener, y durante cuánto tiempo, para lograr abastecer energía térmica a la turbina, y aprovechar el rendimiento en el ciclo de potencia.

La energía térmica almacenada tiene en cuenta las horas en que trabaja la turbina, en base a la energía que es capaz de aportar el campo de colectores, cuanto este valor de radiación es inferior a la máxima admisible por la turbina, comienza la descarga del almacenamiento de sales. [8]

El tanque caliente suele fabricarse con acero inoxidable para resistir por su buena resistencia a la corrosión ante las sales a 565 °C. El acero al carbono es empleado para el tanque de sales frías y por su resistencia a la corrosión a unos 290 °C de temperatura de operación.

A modo de ejemplo, el sistema de almacenamiento de la central SolarTwo tiene una capacidad de almacenamiento térmico de hasta 1400 toneladas de sales fundidas. El tanque de sales calientes, construido en acero inoxidable, tiene un diámetro de 11.6 m y una altura de 8.4 m, mientras que el tanque de sales frías, de acero al carbono, tiene un diámetro de 11.6 m y una altura de 7.8 m (inferior a la del tanque de sales calientes). [45]

4.1.5 Ciclo de potencia

Este trabajo se desarrollará con un ciclo de vapor, también conocido como Rankine, aunque como ya se mencionó, se puede trabajar con ciclos Brayton.

En la siguiente figura se esquematiza la composición de una central tipo torre trabajando con un ciclo Rankine en su configuración más simple.

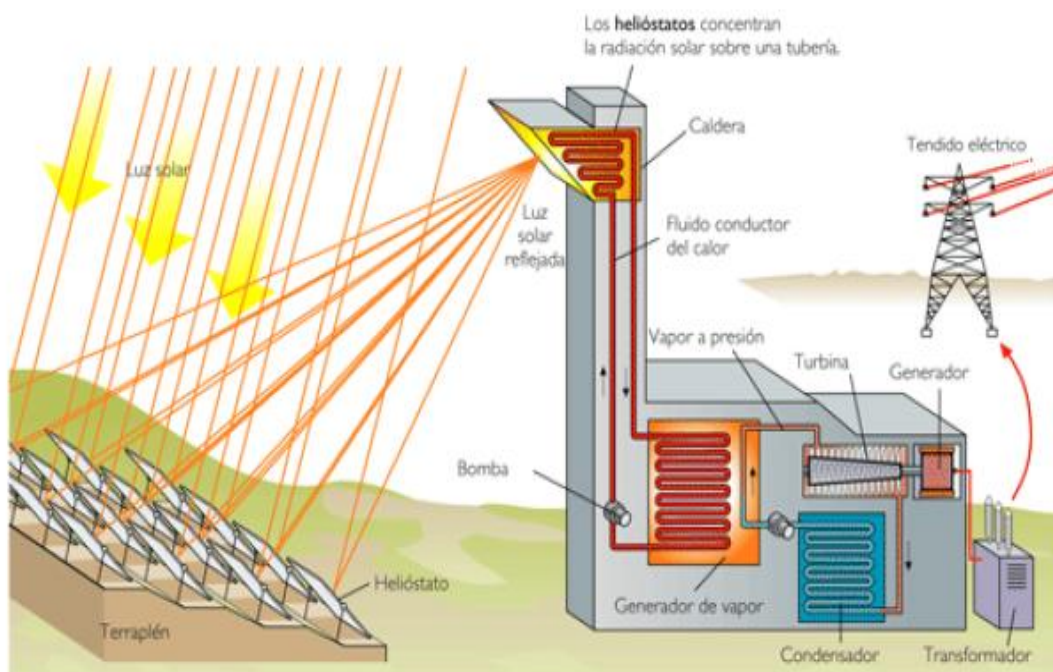


Figura 4.10 Esquema de funcionamiento de una planta termosolar con receptor central de ciclo simple [9]

La turbina tiene acoplada un generador de electricidad, el condensador toma el vapor de la turbina para cambiarlo de fase a líquido, dicho líquido es impulsado por la bomba hacia la caldera, y posteriormente se vuelve a la turbina, que genera electricidad en base a este aporte recibido.

Existen una serie de extracciones, a alta y baja presión, con el fin de precalentar el agua de alimentación, y conseguir un ciclo de mejor rendimiento, al obtener agua a mayor temperatura.

Las turbinas, en este tipo de ciclos, se preparan para el recalentamiento y regeneración, teniendo de este modo turbina de alta y de baja presión.

Típicamente, el fluido obtenido de la turbina en alta presión, es recalentado antes de llevarlo a la de baja presión.

La turbina es el componente encargado de producir trabajo que moverá el generador de electricidad.

En las plantas termosolares, las turbinas empleadas no presentan ninguna diferencia apreciable con respecto a las empleadas en plantas convencionales. La turbina, a partir de la corriente producida en el generador de vapor (mencionado en este punto del trabajo, ver índice), expande dicha corriente a través de una cascada de álabes, y produce energía mecánica a partir de energía térmica. [19]

Entre las disposiciones más típicas para las centrales termosolares de receptor central, se encuentra el ciclo Rankine con regeneración y recalentamiento. En la siguiente figura se muestra el esquema más típico de una central termosolar de receptor central.

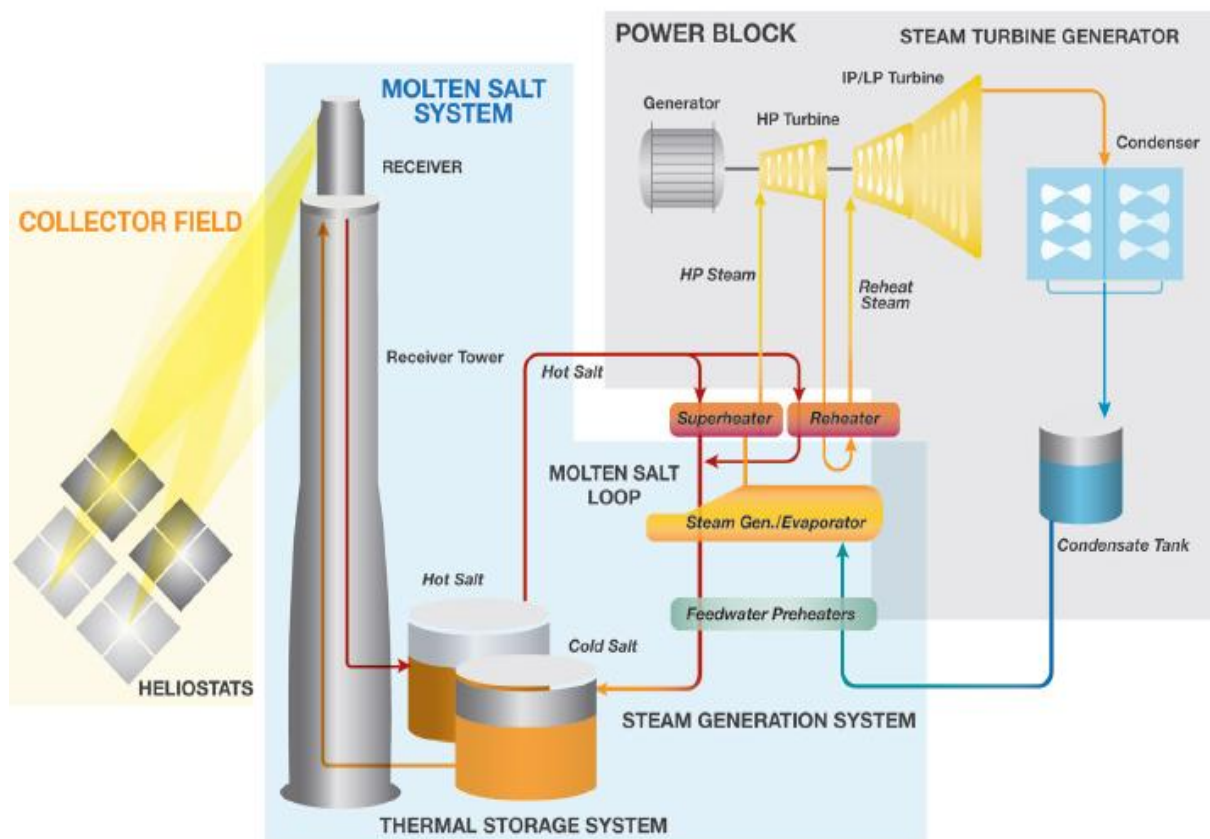


Figura 4.11 Configuración típica de una central termosolar de sales [9]

El proceso que sigue el agua a lo largo de la central es el siguiente:

- Se obtiene vapor recalentado tras pasar por el generador de vapor, que llega a la turbina de alta presión, ahí, el vapor se expande y es llevado al recalentador, obteniéndose vapor recalentado que irá a la turbina de baja presión.
- El vapor de baja presión es llevado al condensador, obteniéndose líquido saturado tras el cambio de fase y la extracción de calor del mismo.

- El líquido se impulsa por una bomba hasta un intercambiador abierto que elimine las partículas gaseosas en el líquido, para finalmente bombear el líquido de nuevo hasta el generador de vapor.

El recalentador es otro componente importante en el ciclo de potencia, su función es recibir una mezcla líquido-vapor desde la turbina de alta presión, obteniendo vapor sobrecalentado, recibe sal caliente, y devuelve sal fría hacia el tanque frío.

El condensador obtiene la mezcla líquido vapor procedente de la turbina de baja presión, obteniéndose agua líquida tras el paso de la mezcla por el condensador, para realizar este intercambio de energía hasta conseguir dicho líquido, normalmente es necesaria la ayuda de una torre de refrigeración, que aporta agua al condensador para poder desarrollar su proceso, en la mayoría de los casos, las torres empleadas son húmedas de tiro mecánico contracorriente.

El precalentador recoge agua extraída de las turbinas de baja presión, para precalentar el agua que procede del condensador, para posteriormente, llevarlo a sucesivos precalentadores, hasta llegar al condensador.

Por último, se menciona el desaireador, intercambiador abierto entre el condensado de la turbina de baja presión y las extracciones de la turbina de alta presión, tiene como fin disminuir la concentración de oxígeno y gases en la mezcla.

Una mejora existente dentro de los ciclos empleados en estos sistemas, es el ciclo combinado-solar, y otras hibridaciones, tales como el emplear calderas de combustible fósil o biomasa, en las que se quema el combustible en la cámara de combustión de la turbina, los gases de escape se dirigen al recuperador de calor, a estos se les añade calor procedente del campo solar, de este modo se consiguen mayores rendimientos en la generación de vapor y consiguientemente una mayor producción de electricidad. [20]

Simplificadamente, la producción de energía eléctrica a través del ciclo de potencia y el posterior sistema de generación de electricidad, funciona de la siguiente forma:

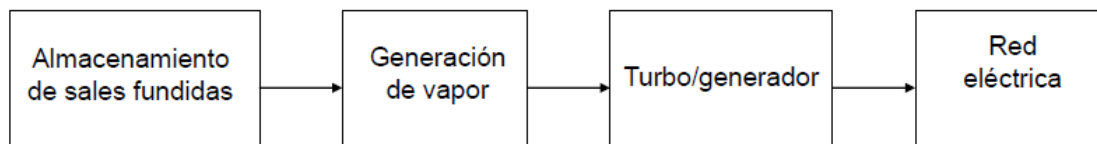


Figura 4.12 Breve esquematización del proceso de generación de electricidad a través del ciclo de potencia y sistema de generación de electricidad en centrales termosolares tipo torre. [13]

4.1.6 Sistema de bombeo

El sistema de bombeo permite la circulación de la sal, a través de un conjunto de tuberías que dirigen dichas sales hacia los colectores. La función de las bombas de este sistema es, fundamentalmente, proporcionar un salto de presión al fluido tal que impulse el fluido, venciendo las pérdidas de carga de la instalación.

En centrales de receptor central, este sistema está compuesto por bombas centrífugas verticales que se encargan de bombear las sales del tanque frío al receptor situado en lo alto de la torre.

Debido a las características de las sales, no es posible diseñar un sello efectivo, razón por la cual es necesario colocar la bomba dentro del tanque. Así, mientras la bomba centrífuga vertical se sitúa en el fondo del tanque, el motor eléctrico que la mueve se encuentra en la parte superior del tanque, normalmente a varios metros de distancia entre la bomba y el motor eléctrico. Entre ambos está el eje que los une, de gran longitud. La viscosidad del fluido, sus características abrasivas y la temperatura de congelación son factores que hacen que el sistema de bombeo sea uno de los puntos más delicados de la instalación.

En la siguiente figura se muestra la disposición de este sistema de bombeo:

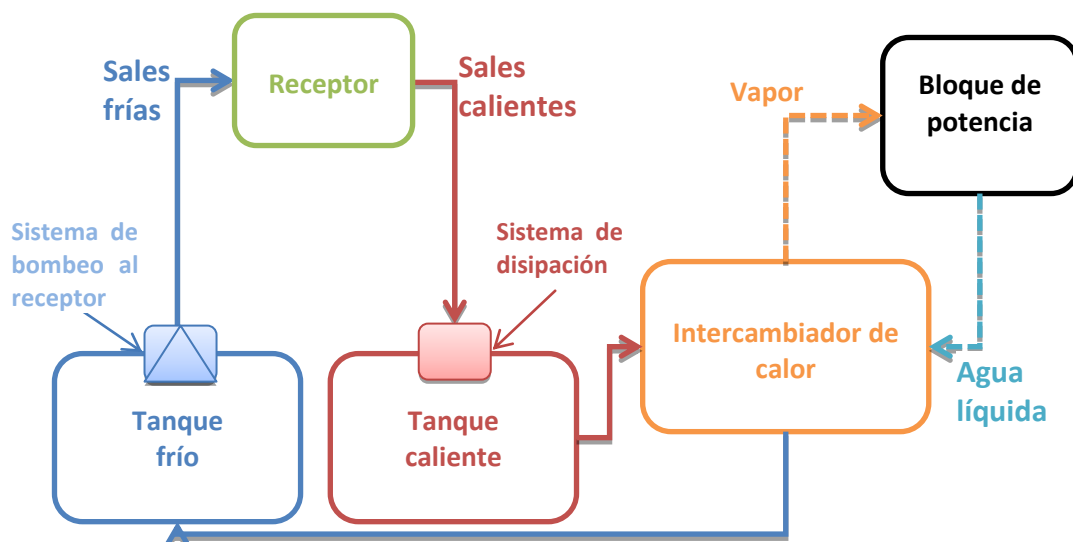


Figura 4.13 Esquema de las bombas en el sistema de almacenamiento, objeto de estudio en el siguiente punto

4.1.7 Sistema de tuberías

Existirán varios grupos de tuberías (con tuberías interconectadas entre sí), para cada zona de la planta, cuyo fin será transportar el fluido térmico desde los colectores al bloque de potencia.

Las tuberías de los colectores se disponen tal que las pérdidas de carga a raíz de su posición en el terreno y respecto al ciclo de potencia minimice las mismas, y por tanto, se consiga una reducción en la potencia de bombeo necesaria.

En las plantas de estudio como las de este trabajo, las tuberías están compuestas por dos subtuberías, una para entrada del fluido frío, y otra para el retorno del fluido caliente.

Para facilitar el vaciado del sistema de almacenamiento, las tuberías se disponen de cierta pendiente, además disponen de una válvula de drenaje en el punto más bajo, y una válvula de purga en el más alto.

A raíz de las bifurcaciones de la sal hacia las diferentes zonas de la planta, el diámetro se ve disminuido, para conseguir mantener la velocidad constante a menor caudal, también sucede el caso contrario cuando el caudal se ve aumentado. [9]

Es frecuente incorporar en el sistema de tuberías el denominado *“trazado eléctrico”*. Se denomina así al sistema de calefacción eléctrico, aplicado a una red de tuberías que tiene como fin controlar y mantener la temperatura del líquido que circula en su interior.

Su función principal es evitar y compensar las pérdidas de calor que sufre el fluido circulante durante el proceso de producción, evitando también que el fluido se hiele o transforme su viscosidad, afectando a la red de tuberías.

En la siguiente figura se observa la composición del sistema de trazado de tuberías, con su cable calefactor aplicado a lo largo de la tubería para aportar energía calorífica y compensar las pérdidas a través de aislamientos térmicos. [57]

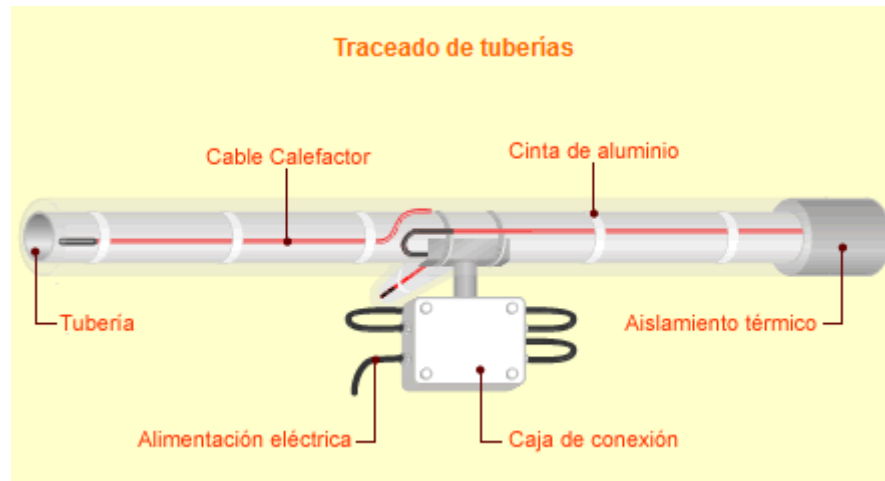


Figura 4.14 Esquemmatización del sistema de trazo de tuberías

4.1.8 Otros sistemas de importancia en la central

Aparte de los anteriormente mencionados, existen otros componentes de gran importancia en las centrales termosolares de estudio, como las de este trabajo.

- **Sistema de suministro de agua:** Aporta el caudal de agua necesario a la central a partir de un pozo cercano a la misma, se realizan a esta agua, previamente, una serie de tratamientos, tales como la estabilización, filtrado, desmineralización u ósmosis.
- **Sistema de tratamiento de efluentes:** Encargado de tratar los contaminantes y residuos generados, suele realizarse por una empresa externa.
- **Sistema de ventilación:** Tiene como fin garantizar unas correctas condiciones de operación de los componentes y de trabajo para los operarios, se emplea el sistema HVAC (*Heating Ventilation and Air Conditioning*), empleando ventilación forzada, mediante ventiladores de impulsión o extracción.
- **Sistema de alumbrado:** Su función es asegurar el alumbrado en el interior y exterior de la planta, existe alumbrado normal, de apoyo, y de emergencia.
- **Sistema antiheladas:** Tiene como fin prevenir la congelación de tuberías, bombas y demás componentes de la central, o del propio fluido térmico ante condiciones de bajas temperaturas que puedan generar escarcha, aparte de nieve, granizo, etc.

Las bombas de este sistema impulsarán el fluido de trabajo desde el tanque de expansión hacia las calderas propias del sistema, con el fin de calentar el fluido, y llevarlo hacia el campo solar. [9]

4.2 La central Gemasolar

La central Gemasolar, ubicada en Andalucía, es la central objeto de estudio en este proyecto, de la que se toman los valores de distintos parámetros para llevar a cabo simulaciones y el posterior análisis de la correcta puesta en marcha y apagado de la misma.

Es la primera planta solar termoeléctrica comercial de demostración con tecnología de torre y receptor de sales fundidas.

Ha sido construida en el término municipal de Fuentes de Andalucía (Sevilla), y promovida por la empresa Torresol. En la siguiente figura se muestra una fotografía de esta central en la actualidad.



Figura 4.15 Fotografía de la central Gemasolar [18]

Presenta como grandes ventajas respecto a otras centrales como SolarTwo su capacidad para suministrar energía a poblaciones de hasta 30.000 habitantes, alta eficiencia energética, al permitir el suministro de energía durante unas 6.500 horas al año, y un ahorro de más de 50.000 toneladas al año en emisiones de CO_2 . [13]

Además, el proyecto Gemasolar consta de 19 MW de potencia nominal, produciendo electricidad a un coste de unos 0.15 €/kWh, más barato que los sistemas solares convencionales, que tienen un coste de 0.20 €/kWh. [4]

En la siguiente tabla, se puede comprobar los avances tecnológicos que las actividades de I+D+I posibilitarán en la central Gemasolar, ubicada en Sevilla (España).

	SOLAR TWO (1)	GEMASOLAR	Incremento GEMASOLAR
Número de heliostatos	1.926	2.650	+38 %
Área heliostatos (m^2)	39.13	115	+194 %
Área reflectante total (m^2)	81.400	304.750	+274 %
Altura de la torre (m)	72	140	+95 %
Potencia del receptor (MWt)	42.2	120	+184 %
Almacenamiento de sales (horas)	3	15	+400 %
Potencia turbina (MWe)	10.4	17	+63 %

(1) Planta experimental en USA (1996 a 1999)

Tabla 4.2 Mejoras tecnológicas en la central Gemasolar debido a I+D+I, respecto a SolarTwo. [13]

En cuanto a los aspectos referentes al diseño de la central, se pueden mencionar varios elementos característicos.

Los heliostatos son la parte más significativa en cuanto al coste económico de la central, están diseñados para soportar cargas de viento en operación del orden de 10 m/s.

Su receptor está formado por paneles con un haz tubular y dos colectores de superaleaciones de Cromo y Níquel, tanto el receptor como el campo de heliostatos están diseñados para operar durante unos 25 años.

A partir del software de diseño SENSOL empleado por la empresa Torresol para llevar a cabo el diseño de la planta, se han alcanzado los siguientes datos de diseño atendiendo a la mejor rentabilidad económica de la inversión de la planta y los costes de operación y mantenimiento.

En la siguiente tabla se recogen todos los datos de diseños significativos de la central Gemasolar.

Datos de diseño	
Área reflectante total	304.750 m ²
Número de heliostatos	2.650
Área campo solar	142 Ha
Potencia térmica receptor	120 MWt
Altura de la torre	140 m
Capacidad de almacenamiento térmico (equivalente a operación de la turbina)	15 horas
Potencia nominal turbina de vapor	17 MWe
Generación anual de electricidad	110.000 MWh
Capacidad de utilización	74 %
Ahorro emisión CO ₂	30.000 t/año

Tabla 4.3 Datos de diseño más significativos de la central Gemasolar [13]

En cuanto a su capacidad de generación de electricidad para satisfacer las fluctuaciones de demanda existentes, la central sigue dos periodos fundamentales de demanda claramente diferenciados: Invierno y Verano.

- **Invierno:** Con dos picos de demanda a lo largo del día, a las 10:00h y a las 20:00h (GMT+1), sin embargo, las horas solares (de radiación solar significativa) abarcan desde las 9:00h hasta las 18:00h.
- **Verano:** Sus picos de demanda se alcanzan a las 12:00h y a las 22:00h (GMT+1), con radiación solar incidente desde las 7:00h hasta las 20:00h.

En ambos casos, la demanda por la noche es cubierta por la energía del sistema de almacenamiento de sales fundidas. Durante el mediodía es cubierta por la radiación solar directa incidente.

En el siguiente gráfico se muestra una simulación informática de Gemasolar en Junio, se puede observar una generación continua de energía eléctrica en la central durante las 24 horas. También se muestran los picos de generación de potencia pasado el mediodía solar y su punto mínimo antes de la misma, por último, se puede observar la potencia recibida por el receptor, que alcanza su máximo a las 12:00 h, punto máximo de radiación solar incidente a lo largo del día.

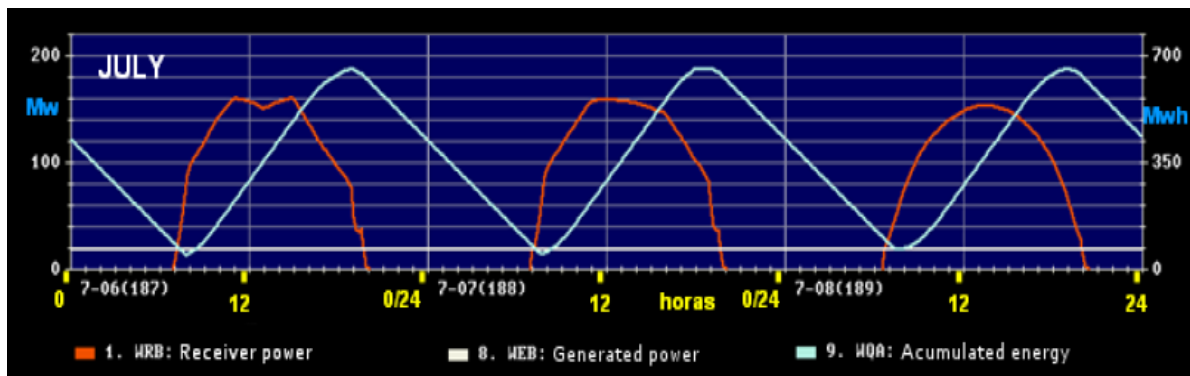


Gráfico 4.1 Simulación informática de la producción de energía eléctrica de la central Gemasolar [13]

5. Modos de operación de SPT de sales

Para abordar este apartado, se hará de nuevo referencia a la planta Gemasolar, construida entre los años 2009 y 2010, iniciando la puesta en marcha en Noviembre de 2010, cabe mencionar varios aspectos importantes, y extrapolables a otras plantas de este tipo. [13]

En primer lugar, en Noviembre de 2010, las sales fueron fundidas en una instalación temporal, y se almacenaron en un tanque frío. Las actividades de puesta en marcha en el sistema de generación se llevaron a cabo a pesar de las condiciones meteorológicas adversas que se pudiesen dar en determinados momentos del año, en cuanto a la puesta en marcha del campo solar, el receptor y el sistema de almacenamiento, si se vieron afectadas por las mismas.

Como procedimientos generales de puesta en marcha de una planta de este tipo, se tendría un esquema con el siguiente orden:

1. Conexión de la planta a la red eléctrica, sin suministrar todavía electricidad.
2. Suministro de electricidad.
3. Comprobación de aceptación de las condiciones de funcionamiento por parte del sistema de vapor y los sistemas de almacenamiento.
4. Comprobación del correcto funcionamiento y rendimiento de la planta.

La planta Gemasolar presenta dos modos de operación:

1. **Modo híbrido:** Se da en momentos de radiación solar insuficiente como para que pueda trabajar la central empleando exclusivamente la radiación captada. Emplea energía solar junto a la procedente del gas natural.

2. **Modo solar:** Toda la energía producida procede de la radiación solar captada, en momentos de radiación solar suficiente para llevar a cabo arranques en frío y evitar la congelación del fluido térmico.

Durante la mayor parte del tiempo, se trabaja fundamentalmente con energía solar, empleando la caldera de gas natural para aporte del calor durante arranques en frío, o evitar la congelación del fluido térmico.

5.1 Encendidos y apagados

La generación de potencia de la planta, generalmente opera discontinuamente, fundamentalmente durante el día, durante la noche la generación es prácticamente nula. Sin embargo, existen casos en los que la planta puede operar de forma continua.

Es importante mencionar que en el momento en que se enciende el bloque, no se genera potencia de forma inmediata, sino que se debe alcanzar un nivel de radiación nominal determinado para cada central, como se mencionará en el apartado de encendidos.

La potencia que se genera depende fundamentalmente de la energía térmica disponible a partir de la radiación solar incidente, que varía según las condiciones meteorológicas, propias de la estación del año en que se opere.

5.1.1 Encendidos

Los encendidos típicos en una central termosolar son los siguientes:

- **Encendido en frío:** Con baja temperatura del agua de alimentación y sin presión en el generador de vapor. Arranque típico tras 72 horas de parada de la central, aproximadamente.
- **Encendido en templado:** Tras paradas entre 10 y 72 horas, además de temperaturas no excesivamente elevadas en el metal de la turbina, aproximadamente entre un 60% y 70% de la temperatura que alcanzan en pleno funcionamiento.
- **Encendido en caliente:** Con paradas no muy largas en comparación con los anteriores, aproximadamente de 10 horas, el metal de la turbina se encuentra a una temperatura de aproximadamente un 80% de la que alcanza en pleno funcionamiento.
Dentro de este encendido, existe el llamado “Reencendido en caliente”, debido a un apagado de planta en el que la temperatura del metal de la turbina es un 100% de la que se alcanza en pleno funcionamiento.

Al principio del día, únicamente circulan las sales entre el generador de vapor y los colectores si se alcanza el nivel de radiación solar nominal necesario para que comience a operar la planta, si no se congelarían las sales. Se bombea fluido desde el tanque frío a los colectores, y luego se dirige al tanque caliente y al generador de vapor.

Las sales suponen un factor importante en el encendido de la central, debido a su riesgo de congelación cuando transcurre mucho tiempo sin un aporte de temperatura a través de su paso por el receptor.

En momentos del día con baja radiación solar (por ejemplo, en las últimas horas de la tarde), no se obtiene potencia suficiente y las sales obtienen apoyo del tanque caliente para producir potencia. De este modo, el sistema de almacenamiento necesita un proceso de carga, que se realiza cuando la radiación solar supera el valor nominal requerido por el ciclo de potencia.

Una medida empleada es sobredimensionar el campo solar, así se podrá generar electricidad a plena carga, pero tiene el gran inconveniente de su precio, y es que los costes se dispararían al requerir un mayor número de heliostatos.

En el comienzo típico de un día cualquiera, la sal fría fluye por los tubos a unos 290 °C, la bomba de sal caliente trabaja a una velocidad inferior respecto a su velocidad máxima, y el controlador de temperatura aumenta la temperatura de la bomba por la que pasan sales mixtas (frías y calientes) a un ritmo de aumento de la temperatura de unos 280 °C/hora hasta los 355 °C como máximo, obteniendo energía para producir vapor adicional.

La temperatura de las sales que entran al sobrecalentador se fija en 480 °C, dicho caudal de sales proporciona la energía térmica necesaria para varios procesos: la energía requerida por el sobrecalentador, para calentar el vapor principal y la válvula de control de la cámara de vapor de la turbina, y para la propia turbina. [66]

En la central Gemasolar es muy frecuente el precalentamiento del receptor que proporcione una mayor temperatura a las sales del tanque caliente antes del encendido de la central, el esquema se detalla en la siguiente figura.

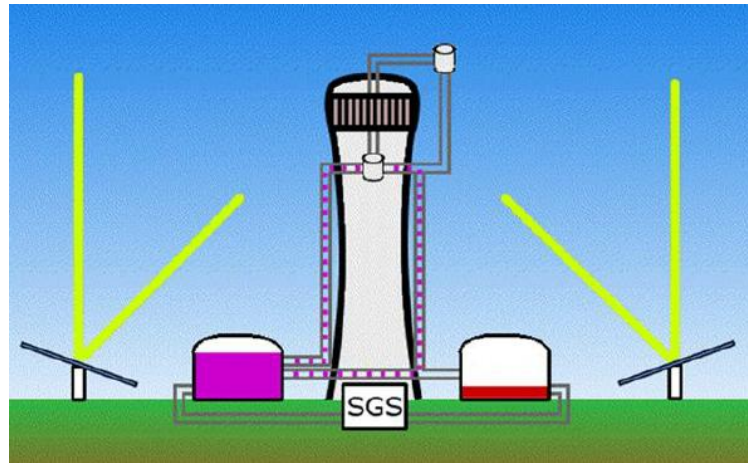


Figura 5.1 Precalentamiento del receptor en Gemasolar [13]

En la anterior figura se puede observar como el tanque de sales frías (en color morado) aporta sales hacia el receptor, de este modo se aumenta la temperatura del mismo antes de que reciba radiación reflejada por los heliostatos.

Por otro lado, la presión de entrada de la turbina está controlada, y fijará la posición de las válvulas de control de la turbina para mantener una presión determinada a lo largo de su vida operativa, su temperatura de entrada también está fijada para que sea cercana a la nominal o de diseño, variándose el caudal que lo atraviesa según la energía procedente de la radiación solar.

Los calentadores del agua extraída se ponen a funcionar, y se ajusta la velocidad de la bomba de sales calientes en función de las condiciones de operación de la planta y de los requerimientos de sales que haya en cada momento, que serán mayores a altas temperaturas del receptor.

Desde la temperatura ambiente, el generador de vapor se calienta tras establecer un nivel de agua en el evaporador, de forma que se llene el precalentador, energizando el calentador de agua eléctrico hasta los 232 kW.

El vapor del evaporador se condensa en el sobrecalentador, aumentando su temperatura de forma lenta, posteriormente se drena. Una vez el sobrecalentador lo calienta hasta unos 100 °C, se le aumenta la presión. La temperatura del agua se aumenta hasta los 200 °C y se mantiene hasta que la temperatura de los canales por los que pasa la sal por el evaporador aumenta hasta los 220 °C, por encima de la de fusión de la sal.

La temperatura del agua pasa desde los 200 °C hasta los 290 °C. Una serie de termopares en la carcasa del evaporador controlan la estratificación térmica a lo largo del mismo.

La estratificación se limita a unos 4 °C, de forma que se controle la congelación y descongelación a lo largo de los tubos del evaporador, por otra parte, el recalentador es calentado con vapor de agua del evaporador. [20]

El SGS (ver siguiente figura) se calienta normalmente a 290 °C durante 16 horas, llegado a ese punto, la sal fundida a 290 °C puede ser introducida en el generador de vapor mediante la activación de la bomba de sales frías (bomba que impulsa las sales del tanque frío hacia el receptor).



Figura 5.2 SGS en Solar Two [11]

En cuanto a la energía requerida para los encendidos, se requiere una energía de puesta en marcha de unos 20 MWh de energía térmica, requerida para calentar los componentes del generador de vapor en condiciones de mantenimiento durante la noche, 290 °C, para las condiciones de operación, calentar el vapor de la válvula de control, y calentar la línea principal de vapor.

Reduciendo la temperatura de mantenimiento del generador de vapor se redujo la energía de puesta en marcha hasta 6.6 MWh, dicha energía ahorrada supuso aproximadamente un 3% de la energía térmica enviada al SGS. [20]

En la siguiente figura se muestra el esquema de arranque inicial de la central Gemasolar, en ella se observa el tanque de sales frías (morado) completamente lleno y el de sales

calientes vacío, dicho tanque se llena cuando las sales se calientan en el receptor, el cual a su vez es calentado por la radiación reflejada por los heliostatos.

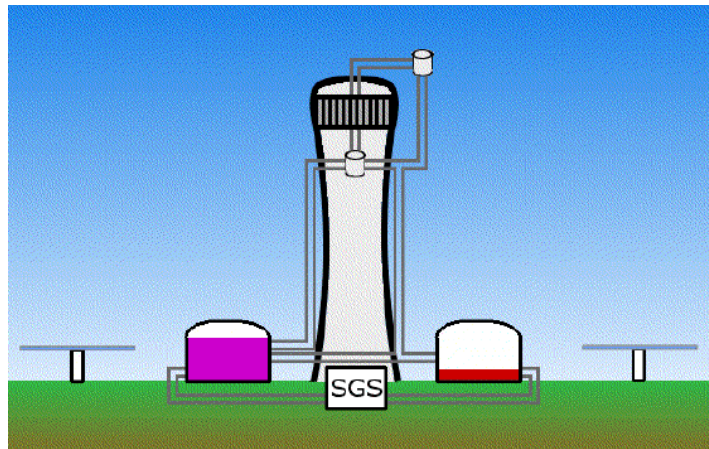


Figura 5.3 Arranque inicial en la central Gemasolar [13]

5.1.2 Apagados

Se distinguen fundamentalmente dos tipos de apagado:

- **Apagado Controlado:** La planta se apaga a propósito, de modo que se realiza de forma prevista y controlada a raíz de alguna actividad (inclemencias meteorológicas, decisión por escasez de energía solar disponible, etc).
- **Apagado de Emergencia:** La planta se apaga a causa de un *interlock* ó dispositivo de bloqueo, que produce un apagado inesperado.

Cuando se apaga el generador de vapor, se corta el suministro de sal caliente, haciendo al colector de aceite bombear hacia abajo, y que actúe la bomba de sales calientes.

El SGS detiene la bomba de sales frías, la bomba de agua de alimentación y se cierra la válvula de control de agua de alimentación al evaporador.

La turbina, desacoplada de la red, baja su velocidad hasta 1000 rpm. El sobrecalentador se enfría a 315 °C, y la sal fría se bombea.

Durante la noche, en apagado, la circulación de sales frías se mantiene a través de del generador de vapor con la bomba de sales frías, de forma que se compense la pérdida de calor, pérdida estimada en unos 19 kWt, por lo tanto se requiere más potencia para calentar el agua de alimentación.

A modo de ejemplo, se requieren 38 kWt para reemplazar 2 l/min de agua de alimentación perdido en la purga. [20] En la siguiente figura se muestra el esquema de la central Gemasolar en modo “stand by”:

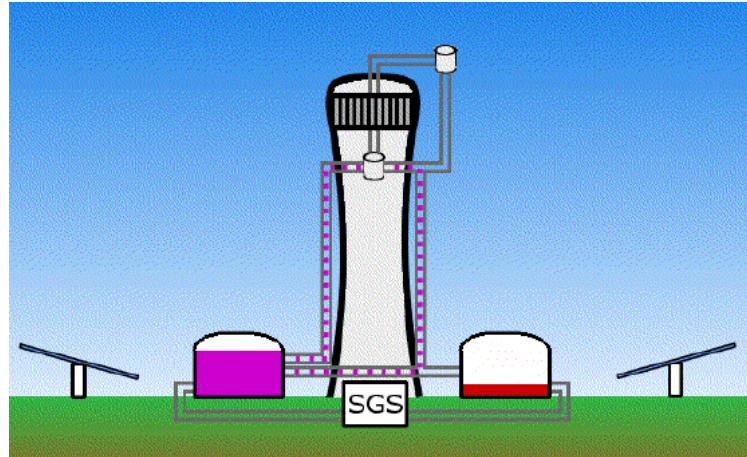


Figura 5.4 “Stand by” en la central Gemasolar [13]

En la anterior figura se puede observar como las sales retornan al tanque de sales frías (en morado) y el de sales calientes se vacía al estar la central apagada (campo solar inactivo), sin calentamiento en el receptor.

5.2 Estacionarios

En estacionarios, típicamente el tanque caliente posee un nivel mínimo de sales de 0.9 m, las restantes sales fundidas, excepto la sal bombeada, está contenida en el tanque frío, con un nivel típico de 5.8 m.

En la siguiente figura se puede apreciar lo anteriormente expuesto. Se muestra el funcionamiento en estacionario de la central Gemasolar, con un mayor nivel de sales en el tanque frío (morado) que en el caliente (rojo) y las sales circulando desde el tanque frío al receptor, de ahí al tanque caliente, y retornando al tanque de sales frías, previo paso por el SGS.

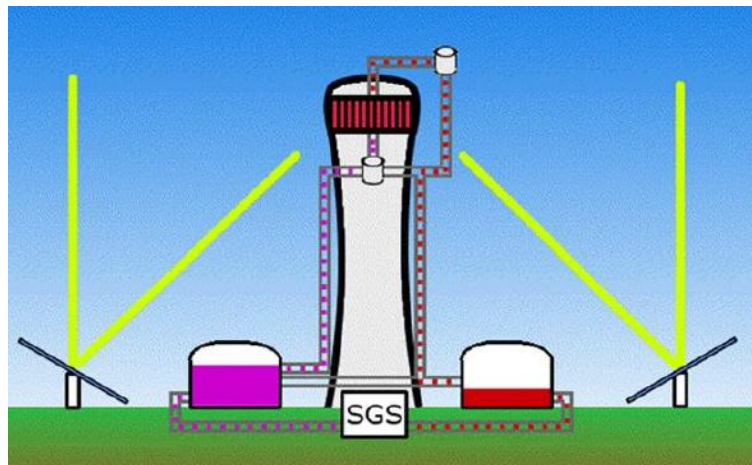


Figura 5.5 Operación normal en Gemasolar [13]

El receptor se lleva a plena potencia, la sal fundida se bombea desde el colector receptor de radiación y de vuelta al tanque de almacenamiento frío. Con el receptor lleno, la sal sale a una temperatura de $565\text{ }^{\circ}\text{C}$, y a medida que la temperatura del receptor aumenta por encima de los $510\text{ }^{\circ}\text{C}$, el flujo de sal procedente del receptor se dirige para llenar el depósito de agua caliente y almacenamiento de energía.

Cuando el nivel de sales fundidas en el tanque supera los 2.5 m , el generador de vapor (SGS) y la turbina se ponen en funcionamiento.

Típicamente se espera que las sales entren a unos $565\text{ }^{\circ}\text{C}$, sin embargo, debido a diferentes pérdidas térmicas, sin embargo, distintas válvulas del receptor y del sistema de generación de vapor, pueden funcionar incorrectamente y producir la mezcla entre sales frías y calientes, reduciendo la temperatura de entrada al sistema de generación de vapor en unos $14 - 27\text{ }^{\circ}\text{C}$, como solución a este problema, se emplean válvulas de compuerta a la entrada del generador de vapor.

Los calentadores trabajan a un punto típico de $290\text{ }^{\circ}\text{C}$, para evitar que se active en el funcionamiento normal, y reducir consumos parasitarios de energía.

El generador de vapor en funcionamiento se compone de tres componentes: El evaporador, sobrecalentador y precalentador, el tubo en U del precalentador (ver figura 4.6) transporta agua a unos 100 bar de presión, a una temperatura inicial de $260\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta que se acerca a su punto de saturación ($310\text{ }^{\circ}\text{C}$).

En el evaporador se calienta el agua de alimentación saturada, produciendo vapor de alta calidad.

El tubo en U del sobrecalentador produce vapor sobrecalentado a unos 100 bares y $535\text{ }^{\circ}\text{C}$, por otra parte, la sal caliente proporciona energía térmica al generador de vapor.

La bomba que actúa la mayor parte del tiempo es una, en una sola etapa y en vertical, impulsa las sales calientes a 565 °C aproximadamente a través del lado de la carcasa del sobrecalentador, a través del haz de tubos en el evaporador y a través de la carcasa del precalentador, donde volverá al tanque de almacenamiento de sales en frío a 290 °C. [20]

El esquema de dicho ciclo (SGS), para la planta SolarTwo se muestra en la siguiente figura:

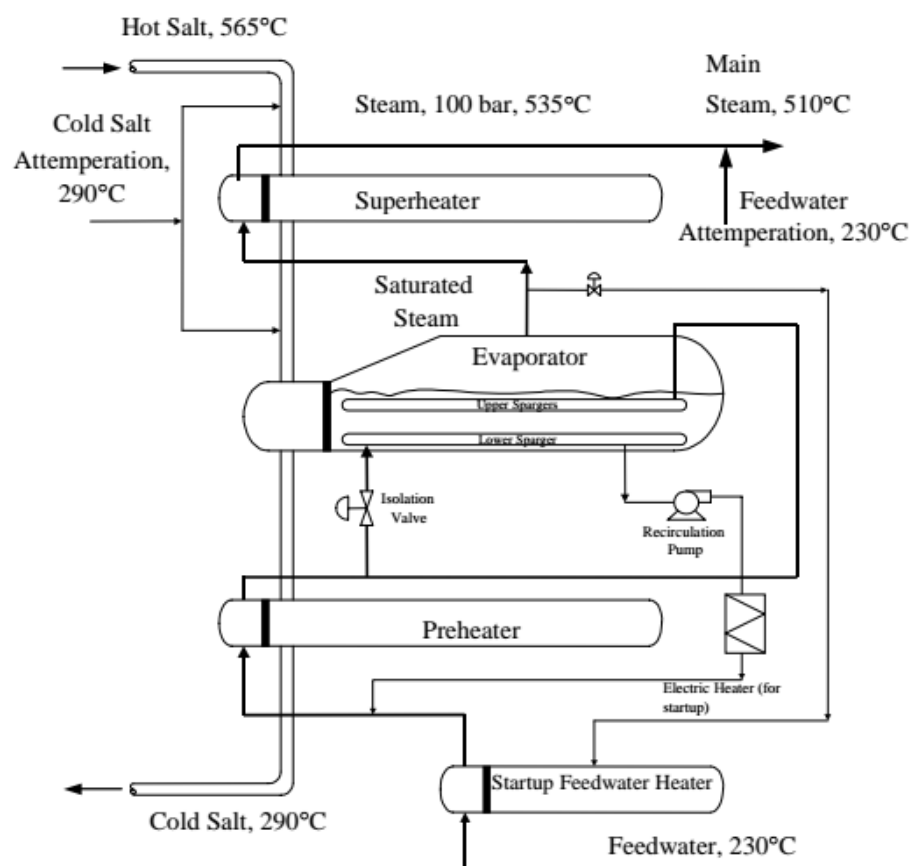


Figura 5.6 Ciclo típico (SGS) en SolarTwo [20]

Cabe mencionar la congelación de sales, que se produce en días con ciertas características que se especificarán a continuación.

Por ejemplo en días ventosos y fríos, se puede alcanzar el punto de congelación de la sal nitrato, cerca de los 200 °C, y si cualquier parte del receptor no está por encima de dicha temperatura, se incrementan las posibilidades de congelación.

Los tubos de receptor más vulnerables a la congelación son los más expuestos a la acción del viento durante ciertos instantes de tiempo, llegando en ciertos momentos a desarrollarse tapones de sal congelada en la zona del receptor más orientada hacia el oeste.

En función de la localización de los receptores se distinguen distintas formaciones de tapones en el receptor. En la siguiente figura se puede observar, siendo W1 la orientación más al norte y W12 la orientación más al sur.

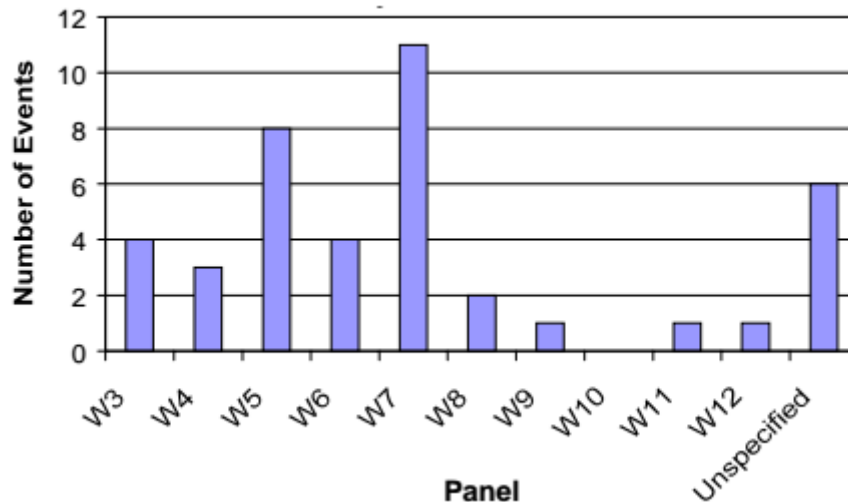


Gráfico 5.1 Formación de tapones de sales en función de la orientación, en periodos de funcionamiento estacionario del sistema. [20]

En orientaciones hacia el sur, el receptor forma el menor número de tapones. Si la orientación es hacia el norte, el número de tapones formados sería algo mayor, mientras que en orientaciones este-oeste se observa que se formaría el mayor número de tapones en el receptor, por lo que la orientación sur sería la más óptima en este aspecto.

6. Definición del modelo de estudio

Para el desarrollo del proyecto, se disponen de los datos de radiación solar horaria a lo largo del año 2000 en la sede del Instituto Eduardo Torroja, en Arganda del Rey (Madrid).

Por otra parte, se ha considerado únicamente la radiación directa, única componente de la radiación con la que trabajan los heliostatos, pues las otras componentes no se pueden reflejar al receptor.

El objetivo final de este estudio es determinar cuál es el criterio de puesta en marcha y apagado más conveniente según distintos parámetros operativos y económicos, para ello antes se deben obtener una serie de valores:

- Flujos másicos y caudales de sales circulando por la central para cada hora del año.

- Curva resistente de la instalación que permita obtener los puntos de funcionamiento de la misma y así determinar la potencia consumida por las bombas y su rendimiento.
- Valores de los distintos puntos del ciclo de potencia, que permita calcular la potencia producida por las turbinas del mismo.

Estos valores serán suficientes para el estudio de los resultados obtenidos, que se realizará en el séptimo capítulo.

6.1 Flujo másico en el receptor y autoconsumos a partir de la radiación solar

Para el cálculo del flujo másico en el receptor se parte del dato de la radiación directa para la hora considerada ó irradiancia directa normal (del inglés DNI, única que puede ser reflejada por los heliostatos hacia el receptor) con dicho dato, se siguen una serie de expresiones relacionadas entre sí, que comienzan calculando la potencia recibida por el receptor, para pasar a la potencia que éste transmite al fluido circulante, hasta obtener el flujo másico de interés.

En primer lugar, se calcula la potencia transmitida al receptor ($Q_{receptor}$), para ello, se emplea la siguiente expresión, que depende de la radiación directa recibida por los heliostatos en cada momento, y será mayor cuanto mayor sea el número de heliostatos en el campo solar y el área que ocupe cada heliostato. Por último, también dependerá del rendimiento del campo de heliostatos, pues no toda la radiación directa es reflejada, parte es absorbida, reflectada a otros lugares, etc., lo cual constituye una serie de pérdidas.

$$Q_{receptor}(W) = DNI \left(\frac{W}{m^2} \right) \cdot \eta_{campo} \cdot N^{\circ}_{heliostatos} \cdot A_{heliostato}(m^2)$$

Ecuación 6.1 Potencia en el receptor

η_{campo} es el rendimiento del campo de heliostatos, que ha sido considerado constante y de un 55% [10], en base a estudios realizados por Francisco Collado [24]. El número de heliostatos aparece en la expresión como $N^{\circ}_{heliostatos}$, este valor ha sido tomado de la central Gemasolar, y es de 2650.

Por último, $A_{heliostato}$ es el área de heliostatos (heliostatos cuadrados), tomado también de Gemasolar, con un valor de $115 m^2$ para esta central. El área total de todo el campo de heliostatos es de $304.750 m^2$. [13]

A continuación, se calcula la potencia captada por el fluido caloportador a partir de la potencia sobre el receptor, para ello se emplea la siguiente expresión, que utiliza la potencia recibida por el receptor para cada hora, función de la potencia recibida por el

receptor y el rendimiento del mismo a la hora de transmitir dicha potencia al fluido caloportador, cuyo valor ha sido tomado como un 88%, muy similar a los mostrados en la tabla 4.1.

$$Q_{fluido}(W) = \eta_{receptor} \cdot Q_{receptor}(W)$$

Ecuación 6.2 Potencia recibida por el fluido caloportador

Para obtener el valor del flujo másico partimos de la siguiente expresión, que emplea la potencia captada por el fluido caloportador. Dicha expresión es un balance energético sobre las sales, y es una alternativa a la anterior.

$$Q_{fluido}(W) = \dot{m}_{sales} \left(\frac{kg}{s} \right) \cdot C_{psales} \left(\frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \right) \cdot (T_{out}(^\circ C) - T_{in}(^\circ C))$$

Ecuación 6.3 Potencia captada por el fluido caloportador

Despejando el flujo másico de sales, resulta:

$$\dot{m}_{sales} \left(\frac{kg}{s} \right) = \frac{Q_{fluido}(W)}{C_{psales} \left(\frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \right) \cdot (T_{out}(^\circ C) - T_{in}(^\circ C))}$$

Ecuación 6.4 Flujo másico de sales en el receptor

Donde T_{out} es la temperatura de salida de las sales del receptor, con un valor típico de 565 °C y T_{in} es la temperatura de entrada de las sales al receptor, cuyo valor es de 290 °C.

El calor específico de las sales (C_{psales}) de la central Gemasolar es de $1423.5 \frac{J}{kg \cdot ^\circ C}$, recordamos que las sales fundidas son una mezcla de un 60% de $NaNO_3$ y un 40% de KNO_3 . [12]

Una vez obtenido el flujo másico para cada hora del año, se comprueba cual es el máximo anual, dicho valor resultará de importancia para determinar el límite operacional y el consumo de las bombas de impulsión al receptor.

Una vez se tiene el gasto másico máximo de sales fundidas (\dot{m}_{max}), obtenido tras comparar los resultados aportados por el código comercial Matlab para cada hora del año, se aplican las siguientes expresiones para dividir dicho gasto máximo en 3 diferentes, cada uno corresponde al máximo gasto de sales fundidas que puede bombearse en la central con una única bomba en funcionamiento (\dot{m}_{max1}), 2 bombas operando (\dot{m}_{max2}) y 3 bombas en funcionamiento (\dot{m}_{max3}). El motivo de dividir el gasto másico de sales en 3 diferentes es porque cada bomba puede impulsar un gasto másico máximo debido a sus características, por lo que cuando la planta opere con determinados gastos másicos, pueden llegar a actuar 1, 2 ó incluso 3 bombas.

Las bombas empleadas son de la marca FRIATEC, modelo Rheinütte Pumpen GVSO y pueden impulsar un caudal óptimo de $820 \frac{m^3}{h}$, elevar el fluido una altura de 330 m (en el apartado 6.3 se amplía esta información) y una temperatura de referencia de las sales de 20 °C.

Los gastos máscicos anteriormente mencionados se calculan del siguiente modo:

$$\dot{m}_{max1} = \frac{\dot{m}_{max}}{3}$$

Ecuación 6.5 Máximo gasto máscico de sales impulsado en la central con una bomba en funcionamiento

$$\dot{m}_{max2} = \frac{2\dot{m}_{max}}{3}$$

Ecuación 6.6 Máximo gasto máscico de sales impulsado en la central con 2 bombas en funcionamiento

Por último, el gasto máscico máximo que puede impulsar la central, corresponderá directamente al gasto máximo obtenido en todo el año, por lo que es directamente \dot{m}_{max} .

De este modo, los resultados obtenidos son los siguientes:

Gastos máscicos de sales ($\frac{kg}{h}$)			
\dot{m}_{max}	\dot{m}_{max1} (Bomba 1)	\dot{m}_{max2} (Bomba1+Bomba2)	\dot{m}_{max3} (Bomba1+Bomba2+Bomba 3)
$1.2956 \cdot 10^6$	$4.3185 \cdot 10^5$	$8.6370 \cdot 10^5$	$1.2956 \cdot 10^6$
Caudales de sales ($\frac{m^3}{h}$)			
Q_{max}	Q_{max1} (Bomba 1)	Q_{max2} (Bomba1+Bomba 2)	Q_{max3} (Bomba1+Bomba2+Bomba 3)
681.87	227.29	454.58	681.87

Tabla 6.1 Máximos gastos máscicos y caudales de sales obtenidos

A partir de la ecuación 6.1, se observa que la potencia en el receptor ($Q_{receptor}$) se incrementa si lo hace la radiación solar directa (DNI), y así también se ven incrementados los valores de la potencia en el fluido (Q_{fluido}), y con ello, el gasto máscico de sales para la hora de estudio. Por tanto, los máximos gastos máscicos y caudales se obtienen para días de verano, con mayor radiación solar.

6.2 Curva resistente de la instalación

La curva resistente de la instalación es fundamental para determinar la potencia consumida por las bombas y su rendimiento para cada caudal considerado, que será objeto de estudio más adelante.

Dicha curva resistente va a permitir obtener el punto de trabajo de la bomba, que depende de la característica motriz de la misma y de la característica resistente a vencer.

La curva resistente típicamente tiene una forma parabólica del tipo:

$$H(Q) = AQ^2 + B$$

Donde Q es el caudal, H es la altura manométrica (diferente de carga entre los puntos de impulsión) y A, B corresponden a coeficientes a obtener.

La altura manométrica es la presión con que se lanza el líquido, su unidad de medida es muy variada, típicamente es el metro de columna de agua (mca), en este proyecto, se trabajará con el metro de columna de sales (mcs) como unidad. Efectivamente, mide los metros que es capaz de impulsar de sales fundidas. [36]

Para cada caudal, la instalación impone una altura manométrica (a partir de ahora altura a lo largo de este punto) a vencer por la bomba, es decir, a impulsar por la misma, el punto en el que la bomba es capaz de vencer dicha altura se llama punto de funcionamiento, como se muestra en el próximo gráfico, en el que se observa la curva característica de la bomba y la curva resistente de la instalación, en el punto de coincidencia, se encuentra el de funcionamiento de la instalación.

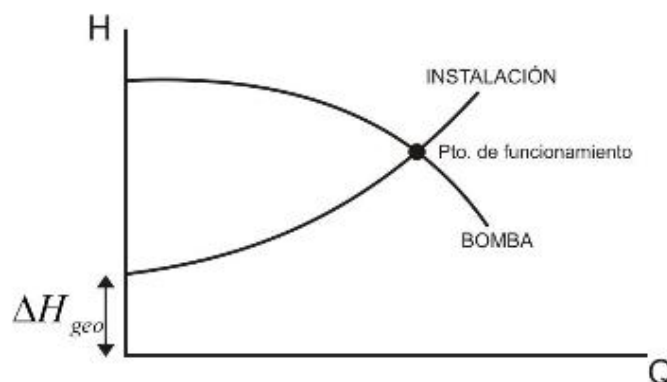


Gráfico 6.1 Punto de funcionamiento de la instalación en función de la curva resistente de la instalación y la curva característica de la bomba. [37]

Por tanto, resulta necesario el cálculo de la expresión de la curva resistente de la instalación, ya que las curvas características de las bombas a emplear son conocidas, como se verá en el apartado 6.5.

Para el cálculo de la curva resistente de la instalación, se emplea la ecuación de Bernoulli con pérdidas entre dos puntos definidos 1 y 2.

1 corresponde a un punto situado en el nivel de sales fundidas del tanque frío, y 2 corresponde a un punto ubicado en el receptor, en lo alto de la torre. (Consultar nomenclatura para el resto de términos de la ecuación).

$$(P_1 + \rho \frac{V_1^2}{2} + \rho g z_1) - (P_2 + \rho \frac{V_2^2}{2} + \rho g z_2) = \rho \frac{V^2}{2} \left(\frac{L}{D} \lambda + \Sigma K_i \right) - \rho g H_r$$

Ecuación 6.7 Ecuación de Bernoulli con pérdidas entre dos puntos definidos: 1 y 2.

Donde:

- P_1 y P_2 es la presión en los puntos 1 y 2, respectivamente.
- ρ es la densidad del fluido, sales fundidas concretamente.
- g es la constante de gravedad universal.
- z_1 y z_2 es la cota de los puntos 1 y 2, respectivamente.
- V_1 y V_2 es la velocidad en los puntos 1 y 2.
- V es la velocidad del fluido a lo largo de la línea de corriente entre 1 y 2.
- L es la longitud en la que el fluido provoca pérdida de carga, teniendo este la velocidad V a lo largo de esta longitud.
- D es el diámetro del conducto de fluido a lo largo de la longitud L .
- λ es el factor de fricción para la longitud L .
- ΣK_i corresponde al sumatorio de pérdidas secundarias.
- El término $\rho g H_r$ corresponde a la carga generada por la bomba para impulsar el fluido, aparece restando ya que no es una pérdida de carga, como el término anterior.

En la siguiente figura se muestra una esquematización de los puntos de la instalación:

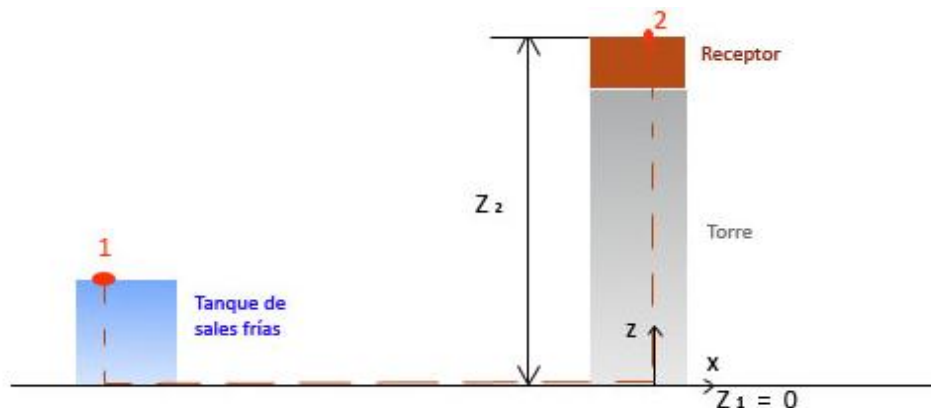


Figura 6.1 Esquematización de los puntos empleados en la ecuación de Bernoulli con pérdidas para obtener la curva resistente de la instalación.

Las hipótesis aplicadas en la ecuación de Bernoulli son las siguientes:

- Velocidad a lo largo de la torre despreciable, debido a que el área 2 (área de los conductos de la torre) es mucho mayor que el área 1 (área de los conductos en el receptor), por lo que la velocidad del fluido será mucho mayor en el área 1, que corresponde a la entrada al receptor. Por tanto, el tramo de velocidad en la torre es despreciable frente al del receptor, y solo hay un único término del tipo:

$$\rho \frac{V^2}{2} \left(\frac{L}{D} \lambda + \Sigma K_i \right)$$

En la siguiente figura se esquematizan dichas áreas.

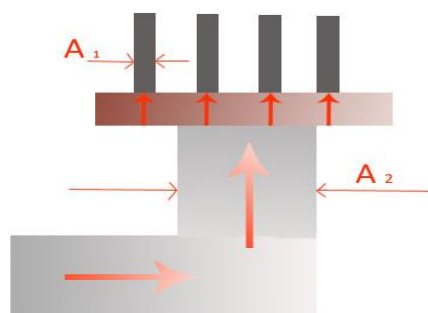


Figura 6.2 Área de la torre(A_2) y del receptor(A_1), bifurcaciones de las sales hacia los conductos del receptor.

- Puntos 1 y 2 a presión atmosférica.
- Velocidades en los puntos 1 y 2 despreciable frente a la velocidad en los conductos.
- Pérdidas secundarias despreciables.

- El número de líneas en el receptor es 2, es decir, el caudal de sales procedente de la torre se bifurca de 2 en 2 paneles. En la siguiente figura se simplifica esta explicación:

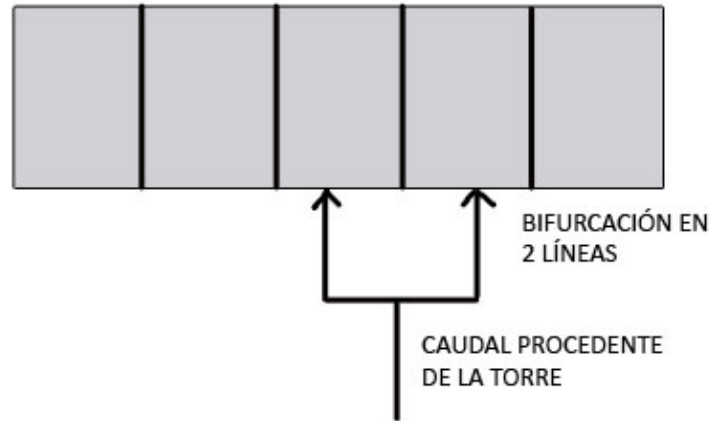


Figura 6.3 Simplificación de la división del caudal de la torre en los tubos del receptor de 2 en 2.

Aplicando estas hipótesis a la ecuación 5.7, se obtiene:

$$-gZ_2 = \frac{v_{tubos}^2}{2} \left(\frac{L_{receptor}}{D_{tubosreceptor}} \lambda \right) - gH_r$$

Despejando H_r :

$$H_r = \frac{v_{tubos}^2}{2} \left(\frac{L_{receptor}}{D_{tubosreceptor}} \lambda \right) + Z_2$$

Pasamos velocidad a caudal:

$$H_r = \frac{8Q_{tubos}^2}{g\pi^2 D_{tubos}^4} \left(\frac{L_{receptor}}{D_{tubosreceptor}} \lambda \right) + Z_2$$

La longitud del receptor y el caudal de los tubos, respectivamente, se pueden expresar de la siguiente forma:

$$L_{receptor} = L_{tubos} \cdot N_{paneles}$$

$$Q_{tubos} = \frac{Q_{total}}{N_{tubos} \cdot N_{líneas}}$$

Donde Q_{total} es el caudal de sales que se bifurca posteriormente en el receptor, como se muestra en la Figura 6.3.

La altura H_r calculada hasta ahora está en metros de columna de agua (mca) y hay que pasarlo a metros de columna de sales (mcs), dicho valor debe convertirse para operar

con sales fundidas, para ello, se multiplica la expresión de H_r obtenida por el factor $\frac{\rho_{sales}}{\rho_{agua}}$, resultando finalmente:

$$H_r = \frac{8Q_{total}^2}{g\pi^2 N_{tubos}^2 N_{lineas}^2 D_{tubos}^4} \left(\frac{L_{tubos} N_{paneles}}{D_{tubos receptor}} \lambda \right) \cdot \frac{\rho_{sales}}{\rho_{agua}} + Z_2 \cdot \frac{\rho_{sales}}{\rho_{agua}}$$

Ecuación 6.8 Curva resistente de la instalación

Se procede a insertar valores numéricos en la expresión final de la curva resistente de la instalación, los valores son tomados de la central Gemasolar, el factor de fricción, calculado como se detalla a continuación.

El factor de fricción se calcula empleando la ecuación de Nikuradse, se emplea dicha ecuación porque el flujo en las tuberías de los receptores es típicamente turbulento (Número de Reynolds lo suficientemente alto, típicamente $Re \gg 3000$).

$$\lambda = \frac{0.25}{\left(\log \frac{\varepsilon}{3.71 D} \right)^2}$$

Ecuación 6.9 Ecuación de Nikuradse

Donde ε es la rugosidad relativa del material de las tuberías. El material típico de las tuberías de un receptor es acero al carbono, cuya rugosidad relativa es de 0.05 mm. [13]

D es el diámetro interno de los tubos del receptor, de 33 mm para los tubos del receptor de Gemasolar.

Insertando estos valores, el factor de fricción, aplicando la ecuación 6.8 resulta:

$$\lambda = 0.0218$$

Se toman distintos parámetros de interés de la central Gemasolar junto a la densidad de las sales y el agua, y la constante de gravedad universal, se resumen en la siguiente tabla [13]:

Altura de la torre + Altura del receptor (z_2)	120 m + 10.5 m = 130.5 m
Número de paneles ($N_{paneles}$)	16
Diámetro interno de los tubos del receptor ($D_{tubos receptor}$)	0.033 m
Número de tubos por panel (N_{tubos})	41
Número de tubos en el receptor ($N_{tubos receptor}$)*	656
Número de líneas (N_{lineas})	2

Longitud de los tubos del receptor (L_{tubos})	13 m
Constante de gravedad universal (g)	$9.8 \frac{m}{s^2} = 12700800 \frac{m}{h^2}$
Densidad de las sales (ρ_{sales})	$1900 \frac{kg}{m^3}$
Densidad del agua (ρ_{agua})	$1000 \frac{kg}{m^3}$

Tabla 6.2 Valores empleados en la ecuación de Bernoulli

$$* N_{tubos\ receptor} = N_{tubos\ (por\ panel)} \cdot N_{paneles} = 656\ tubos$$

Resultando la expresión final de la curva resistente de la instalación, con el caudal insertado en $\frac{m^3}{h}$.

$$H_r = 1.25 \cdot 10^{-4} \cdot Q_{total}^2 + 247.95$$

Ecuación 6.10 Curva resistente de la instalación

6.3 Potencia consumida por las bombas

Para caudales bajos, la bomba 1 abastece el caudal necesario hasta alcanzar su caudal máximo: $227.29 \frac{m^3}{h}$ (Ver tabla 6.1), a partir de ese momento, la bomba 2 comienza a impulsar el fluido para compensar la exigencia de caudal superior al máximo de la bomba 1, una vez superado el caudal máximo de la bomba1+bomba2 ($454.58 \frac{m^3}{h}$), la bomba 3 comienza a funcionar, con las otras bombas operando a su máxima capacidad. El caudal máximo exigido por la instalación es de $681.87 \frac{m^3}{h}$.

En la siguiente figura se esquematiza el funcionamiento de las tres bombas.

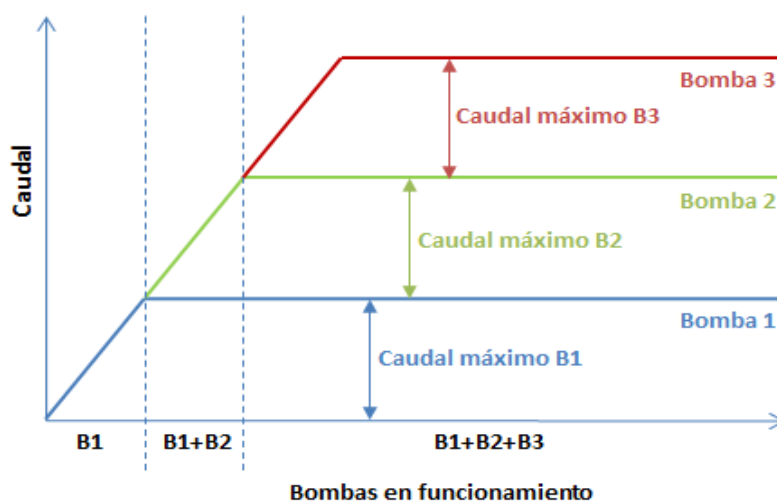


Figura 6.11 Esquemmatización del modo de operación de las bombas

El consumo total será la suma del consumo unitario de cada una de las bombas que estén operando en la central en el instante de tiempo considerado.

En función del caudal que circula por la instalación, la operación o no de las bombas y por tanto su potencia consumida atiende a las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned}
 \text{Si } Q_{salesB1} &= \begin{cases} Q_{sales} & Q_{sales} < Q_{\max 1} \\ \text{Sólo opera la bomba 1} & \\ Q_{\max 1} & Q_{sales} \geq Q_{\max 1} \\ \text{Comienza a operar la bomba 2} & \end{cases} \\
 \text{Si } Q_{salesB2} &= \begin{cases} Q_{sales} & Q_{sales} - Q_{\max 1} < Q_{\max 2} \\ \text{Operan las bombas 1 y 2} & \\ Q_{\max 2} & Q_{sales} - Q_{\max 1} \geq Q_{\max 2} \\ \text{Comienza a operar la bomba 3} & \end{cases} \\
 \text{Si } Q_{salesB3} &= \begin{cases} Q_{sales} & Q_{sales} - Q_{\max 1} - Q_{\max 2} < Q_{\max 3} \\ \text{Operan todas las bombas} & \\ Q_{\max 3} & Q_{sales} - Q_{\max 1} - Q_{\max 2} \geq Q_{\max 3} \\ \text{Máximo caudal de la instalación} & \end{cases}
 \end{aligned}$$

Las llaves marcan dos posibles valores para los caudales de sales en las bombas, si dichos caudales tiene uno de los dos valores, se pasa a valorar la condición de la derecha, estas condiciones comparan el caudal máximo admisible por cada bomba con el que está circulando por la central en ese momento.

Por ejemplo, si $Q_{salesB2} = Q_{sales}$, quiere decir que por la bomba 2 está circulando un caudal de sales inferior al máximo admisible, por esta, como indica $Q_{sales} - Q_{\max 1} < Q_{\max 2}$ y por tanto operan las bombas 1 y 2.

En cambio, si $Q_{salesB2} = Q_{\max 2}$, lo que ocurre es que el caudal de sales que está circulando por la central es igual al máximo admisible por la bomba 2, y es necesario activar la tercera bomba para impulsar el caudal que se está dando en la central en ese momento.

Para llevar a cabo el análisis de la potencia consumida por las bombas, es preciso conocer las curvas de rendimiento de estas. A continuación se detalla el modelo de la bomba y las curvas características de la misma.

Marca y Modelo	FRIATEC – Rheinhütte Pumpen GVSO
Caudal óptimo	$820 \frac{m^3}{h}$
Altura	330 m
Valores de referencia	Temperatura de sales: 20 °C
	Densidad de sales: 1.9 kg/dm ³
Otros parámetros	
Rotación	cw
Aspiración	DN 250
Devolución	DN 200
Número de cojinetes	6

Tabla 6.2 Modelo y características de la bomba empleada en la central

Empleando el código comercial MATLAB R2011a, se digitalizan las curvas mostradas en la figura 6.5 (a continuación), así, representando la curva resistente de la instalación (Ecuación 6.10) sobre la curva característica de altura de la bomba se obtienen diferentes puntos de funcionamiento de la instalación, llevando estos puntos a las otras curvas características, se pueden obtener dos parábolas que representarán la potencia consumida por las bombas y su rendimiento en el instante que se considere.

En la siguiente figura se observa en primer lugar (parte superior) la curva característica de la altura de la bomba, en la zona central, la curva de la potencia consumida, y por último, la curva de la eficiencia o el rendimiento, todas ellas en función del caudal a impulsar por la misma, también se muestra como ha sido relacionada la curva característica de la instalación con las otras curvas características de la bomba.

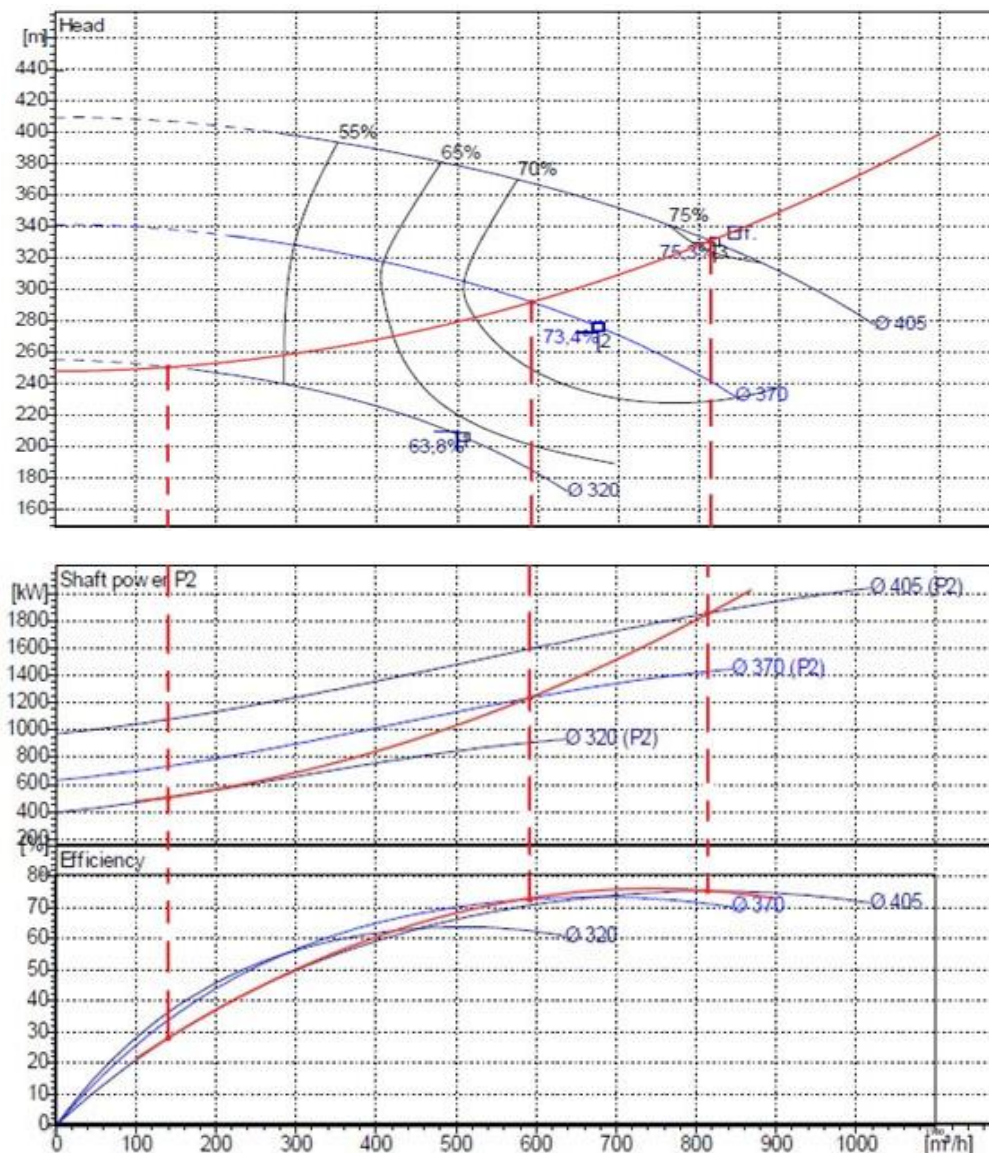


Figura 6.5 Curvas características de la bomba y curva resistente de la instalación

De este modo, Matlab proporciona las expresiones que se emplearán para calcular la potencia consumida por la bomba y su rendimiento en función del caudal para el instante de tiempo considerado, que resultan ser las siguientes.

Potencia consumida por la bomba:

$$\dot{W}_b = 0.0016Q^2 + 0.3644Q + 443.929$$

Ecuación 6.11 Potencia consumida por la bomba en función del caudal

Rendimiento de la bomba:

$$\eta_b = -1.3011 \cdot 10^{-6}Q^2 + 0.0019Q + 0.0311$$

Ecuación 6.12 Rendimiento de la bomba en función del caudal

6.4 Estudio del ciclo de potencia

El apartado 4.1.5 abordó el estudio teórico del ciclo de potencia Rankine típico en las centrales que se estudian en este trabajo, y por supuesto, en Gemasolar.

En este apartado se va a realizar el cálculo de los parámetros del ciclo, con el fin de poder obtener una expresión del gasto másico de vapor que circula por el mismo en cada hora, en función del resto de parámetros del ciclo.

El ciclo de potencia es un sistema con la función de transformar la energía térmica que contiene el fluido caloportador en energía mecánica, que se aprovecha para generar electricidad.

El ciclo de vapor convencional está formado por una turbina, un condensador, un sistema de bombeo y un intercambiador de calor sales-agua (o generador de vapor), el fluido recorre todos estos componentes a lo largo del ciclo. Aplicamos balances de masa y energía a un volumen de control de vapor:

1. Turbina de vapor: Produce electricidad a partir del paso de vapor sobrecalentado por unos álabes solidarios a un eje que gira libremente.

- Balance de masa:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$$

Ecuación 6.13 Balance de masa en la turbina

- Balance de energía:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = Q - \dot{W} + \sum_e \dot{m}_e \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + gz_e \right) - \sum_s \dot{m}_s \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + gz_s \right)$$

Ecuación 6.14 Balance de energía en la turbina

El sistema se encuentra en estado estacionario, adiabático (sin aporte de calor) y con variaciones de energía cinética y potencial despreciables. Finalmente se obtiene el trabajo producido por la turbina:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = Q - \dot{W} + \sum_e \dot{m}_e \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + gz_e \right) - \sum_s \dot{m}_s \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + gz_s \right)$$

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{vapor} \cdot (h_e - h_s) > 0$$

Ecuación 6.15 Potencia producida por la turbina

2. Intercambiador sales-vapor: Su función consiste en aumentar la temperatura del agua procedente del sistema de bombeo, evaporándolo y sobrecalentándolo, para que pase a la turbina de vapor.

Se considera una eficiencia típica del 95% (oscila entre el 90-95% típicamente). El fluido 2 son las sales, el fluido 1, el vapor. [37]

$$Q_g = \dot{m}_1 \cdot (h_{1e} - h_{1s}) = \dot{m}_2 \cdot (h_{2s} - h_{2e}) \cdot 0.95$$

O bien:

$$Q_g = \dot{m}_1 \cdot (h_{1e} - h_{1s}) = \dot{m}_2 \cdot C_{p2} \cdot (h_{2s} - h_{2e}) \cdot 0.95$$

(C_{p2} corresponde al calor específico de las sales)

Ecuación 6.16 Potencia transferida en el intercambiador sales-vapor

Se asume que las sales entran a una temperatura de 565 °C y sales a 290 °C (temperaturas de salida y entrada al receptor, respectivamente), y que el vapor eleva su temperatura hasta 520 °C.

3. Condensador: Es un intercambiador de calor cuya función consiste en disminuir la temperatura del vapor procedente de la salida de la turbina, para condensarlo y que pase a estado líquido, y posteriormente sea impulsado por la bomba. Suelen emplearse condensadores por aire en flujo cruzado [37].

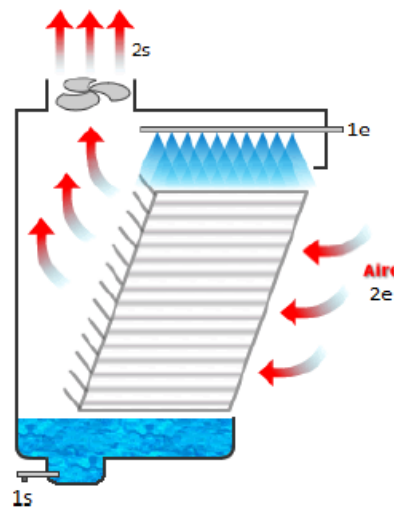


Figura 6.6 Condensador en flujo cruzado [9]

- Balance de masa:

$$\dot{m}_{1e} = \dot{m}_{1s} = \dot{m}_1$$

$$\dot{m}_{2e} = \dot{m}_{2s} = \dot{m}_2$$

Ecuación 6.17 Balance de masa en el condensador

- Balance de energía:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = Q - \dot{W} + \dot{m}_1 \left(h_{1e} + \frac{c_{1e}^2}{2} + gz_{1e} - h_{1s} - \frac{c_{1s}^2}{2} - gz_{1s} \right) - \dot{m}_2 \left(h_{2e} + \frac{c_{2e}^2}{2} + gz_{2e} - h_{2s} - \frac{c_{2s}^2}{2} - gz_{2s} \right)$$

Ecuación 6.18 Balance de energía en el condensador

El sistema se encuentra en estado estacionario y con variaciones de energía cinética y potencial despreciables, despejando la potencia transferida entre los dos fluidos:

$$Q_g = \dot{m}_1 \cdot (h_{1e} - h_{1s}) = \dot{m}_2 \cdot (h_{2s} - h_{2e})$$

Ecuación 6.18 Potencia transferida entre fluidos en el condensador.

- 4. Bomba:** Consume potencia para transmitir energía al fluido e impulsarlo.

- Balance de masa:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$$

Ecuación 6.19 Balance de masa en la bomba

- Balance de energía:

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = Q - \dot{W} + \sum_e \dot{m}_e \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + gz_e \right) - \sum_s \dot{m}_s \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + gz_s \right)$$

Ecuación 6.20 Balance de energía en la bomba

El sistema se encuentra en estado estacionario, adiabático (sin aporte de calor) y con variaciones de energía cinética y potencial despreciables. Aplicando estas hipótesis, se despeja la potencia consumida por la bomba:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{agua} \cdot (h_e - h_s) < 0$$

Ecuación 6.21 Potencia consumida por la bomba

6.4.1 Descripción y análisis del ciclo

- **Descripción del ciclo:**

Para llevar a cabo el desarrollo del ciclo de potencia, se considera un modelo con recalentamiento, en el cual los procesos presentan irreversibilidades.

En primer lugar, la sal fundida que circula por el intercambiador lo hace a una temperatura de 565 °C, y eleva su temperatura en el generador de vapor hasta los 520 °C, entrando este a la turbina a 100 bares. La turbina de alta presión lo expande hasta la presión intermedia de recalentamiento de 15 bares, y se eleva su temperatura de nuevo hasta 500 °C.

En la turbina de baja presión se expande el vapor hasta 0.08 bares, que pasa por el condensador y donde el agua saturada pasa a través de las bombas, que devuelve el agua a la presión de 100 bares. [37]

En la siguiente figura se muestra el diagrama T-S del ciclo descrito anteriormente.

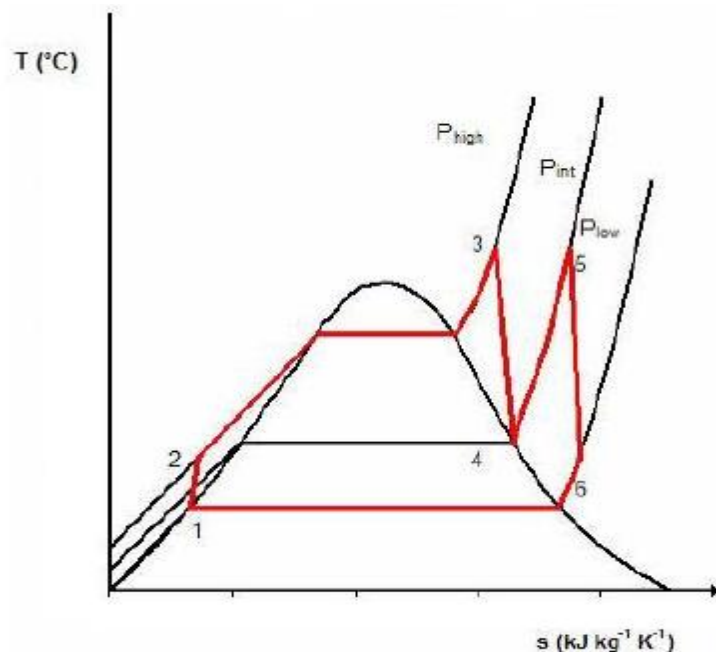


Figura 6.7 Diagrama T-S de un ciclo Rankine con recalentamiento [9]

- Análisis del ciclo:

A continuación, se analizará punto por punto del ciclo las propiedades del fluido en los mismos.

- **Entrada a la turbina de alta presión (Punto 3).** Las propiedades del agua a 100 bar y 520 °C, según las tablas de propiedades de la misma, son las siguientes:

$$h_3 = 3425 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad s_3 = 6.6622 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$$

- **Salida de la turbina de alta presión (Punto 4).** Se tienen en cuenta las irreversibilidades generadas en la misma (proceso no ideal), y se supone un rendimiento de la misma de un 90%.

$$\eta_t = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4i}} = 0.9$$

Ecuación 6.22 Expresión para el rendimiento de la turbina

$$h_{4i}(\text{irreversible}) = h_3 - \eta_t \cdot (h_3 - h_{4i}) = 2968 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

- **Tras el recalentamiento (Punto 5).** Las condiciones son de una presión de 15 bar y una temperatura de 500 °C. Buscando las propiedades en tablas:

$$h_5 = 3473 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad s_5 = 7.5698 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$$

- **Tras la turbina de baja presión (Punto 6).** Se generan irreversibilidades, se vuelve a considerar un rendimiento del 90% para la turbina. Sin embargo, existe una mezcla agua-vapor previa al condensador, por lo que hay que tenerlo en cuenta a la hora de calcular las propiedades.

A una presión de 0.08 bar se busca en las tablas las entropías de saturación, correspondiendo el subíndice “l” al líquido y “v” al vapor.

$$s_{6l} = 0.5926 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$$

$$s_{6v} = 8.2287 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$$

Obtenemos el título de la mezcla vapor-agua:

$$x_6 = \frac{s_5 - 0.5926}{8.2287 - 0.5926} = 0.9137$$

Ecuación 6.23 Título de la mezcla vapor-agua a la salida de la turbina de baja presión

$$h_{6i}(\text{isoentrópico}) = 0.9137 \cdot 2577 + (1 - 0.9137) \cdot 173.88 = 2369.6 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_6 = h_5 - \eta_t \cdot (h_5 - h_{6i}) = 2513.1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

- **Tras el condensador (Punto 1).** Se tiene líquido saturado a 0.08 bar, sus propiedades, obtenidas de las tablas, son las siguientes.

$$h_1 = 173.88 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}; \quad s_1 = 0.5926 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$$

- **Tras la bomba (Punto 2).** La bomba incrementa la presión hasta los 100 bar, teniendo líquido subenfriado. Se considera un rendimiento de la bomba de un 90%.

$$\eta_b = 0.9 = \frac{h_{2i} - h_1}{h_2 - h_1}; \quad h_{2i} = 184.36 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Ecuación 6.24 Expresión del rendimiento de la bomba

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2i} - h_1}{\eta_b} = 185.93 \frac{kJ}{kg}$$

6.4.2 Potencia generada en las turbinas

Una vez se tienen las propiedades de todos los puntos del ciclo, se insertan los valores en la ecuación 6.16 y se despeja el gasto másico de vapor.

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_{sales} \cdot C_{p_{sales}} \cdot (T_{sales1} - T_{sales2}) \cdot 0.95}{h_{v2} - h_{v1}}$$

Insertando valores:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{vapor} &= \frac{\dot{m}_{sales} \cdot 1423.5 \cdot (565 - 290) \cdot 0.95}{185.93 \cdot 10^3 - 173.88 \cdot 10^3} \\ &= \dot{m}_{sales} \cdot 30.8621 \end{aligned}$$

Ecuación 6.25 Gasto másico de vapor en función del gasto másico de sales en la hora considerada

Así, se obtiene la expresión para el gasto másico de vapor en función del gasto másico de sales en la hora considerada, y que por tanto varía con este. A la hora de llevar a cabo este cálculo, no se tiene en cuenta la existencia de almacenamiento térmico, además, dicho cálculo tan sólo es empleado para analizar el consumo y la producción horaria de potencia y así poder estudiar si es conveniente o no la puesta en marcha de la central.

Por último, se obtiene la expresión de la potencia neta producida por el ciclo Rankine en función del gasto másico de vapor, que permitirá comparar posteriormente esta potencia con la energía consumida por las bombas impulsoras de sales, y será útil para estudiar uno de los criterios de puesta en marcha o apagado:

$$\begin{aligned} \dot{W}_t &= \dot{W}_{talta} + \dot{W}_{tbaja} - \dot{W}_{bomba} = \dot{m}_{vapor} \cdot [(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)] = \\ &= \dot{m}_{vapor} \cdot 1404.85 \end{aligned}$$

Ecuación 6.26 Potencia neta generada por las turbinas del ciclo Rankine en función del gasto másico de vapor

6.5 Cálculo del ángulo de elevación solar

Como ya se mencionó en el apartado 2.3, el ángulo de elevación solar es el formado por la dirección del sol y el horizonte. Dicha definición permite observar que se corresponde con la elevación con la que un observador situado en la superficie terrestre ve el sol, como muestra siguiente figura:



Figura 6.8 Ángulo de elevación solar visto por un observador situado en el plano terrestre. [34]

Un ángulo de elevación lo suficientemente pequeño corresponde a un momento del día en el que el sol no es visto con relativa facilidad por el observador situado en la superficie terrestre.

Considerando ahora los heliostatos como dicho observador mostrado en la figura 6.8 (es decir, que están en la superficie terrestre orientados hacia el sol), extrapolamos la definición anterior y marcamos que para valores pequeños del ángulo de elevación solar, los heliostatos no captarán valores razonables de radiación directa que reflejar al receptor.

Valores típicos consultados en las referencias bibliográficas [13] [24] y [35] establecen que para centrales termosolares tipo torre trabajando con heliostatos, un valor mínimo razonable para el ángulo de elevación solar es de 15° .

Con este ángulo, se trata de evitar al máximo bloqueos y sombras entre los heliostatos, de forma que en el mediodía solar más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización de la central, la sombra de la arista superior del heliostato se proyecte como máximo sobre la parte inferior del heliostato situado tras el mismo.

Para evitar los bloqueos y sombras, el primer anillo de heliostatos se sitúa a una distancia del orden de la mitad de la altura de la torre, posteriormente la distancia entre anillos va incrementando según aumenta el radio del campo de heliostatos. La separación entre heliostatos también aumenta con el radio del campo solar. Esta distribución típica, con el fin de evitar los bloqueos y sombras, tiene la siguiente forma.

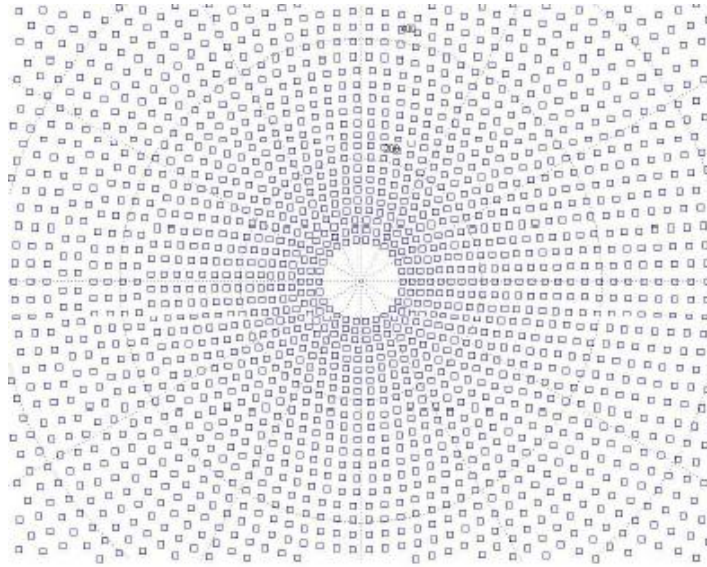


Figura 6.9 Detalle del campo de heliostatos en una central termosolar de torre

Aparte, como ya se mencionó, se busca una radiación directa hacia los heliostatos con un mínimo valor, que se obtiene a partir de ángulos de elevación solar mayor o igual que 15° .

Así, aplicando la ecuación 2.4, que recordamos, tenía la siguiente forma:

$$\text{sen}(h_s) = \cos(w_s) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\lambda) + \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\lambda)$$

Con esta ecuación se obtiene la altura solar para cada hora del día. Los valores de δ (ángulo de declinación) y w_s (ángulo horario) se obtienen a partir de las ecuaciones 2.1 y 2.2, respectivamente.

El año tiene 365 ciclos o días, correspondientes a reinicios del valor del ángulo horario, es decir, el ángulo horario varía para cada hora del día, pero es igual día a día, en consecuencia, a las 17:00 horas del día “d” tendrá el mismo valor que a las 17:00 horas del día “d+1”.

En cambio, el ángulo de declinación, como se puede observar en la ecuación 2.1, varía para cada día y es diferente en cada uno de los 365 días del año.

Por otra parte, la latitud (λ) ha sido tomada como la de Arganda del Rey (Madrid), lugar del que proceden los datos de radiación facilitados por el Instituto Eduardo Torroja, dicho valor es de 40.18° , y se inserta en la ecuación 2.4.

6.6 Criterios para el encendido y apagado de la central

Una vez obtenidos los valores calculados en los puntos desarrollados a lo largo del capítulo 5, recordamos que son los siguientes:

- Flujos másicos y caudales de sales para cada una de las 8760 horas del año.
- Valor del ángulo de elevación solar también para cada hora del año.
- Expresión para obtener la potencia producida por las turbinas a parte del gasto másico de vapor.
- Curva resistente de la instalación y a partir de la misma la expresión de la potencia consumida por las bombas y su rendimiento en función del caudal.

Estos cálculos proporcionan datos a partir de los cuales se puede decidir si es óptimo poner en marcha o apagar la central, las condiciones a cumplir para poner en marcha la central son:

1. Ángulo de elevación solar mayor de 15°. La ecuación 2.4 permite calcular el ángulo de elevación solar para cada hora del año, si el valor de dicho ángulo es superior a 15°, la central estará en marcha, en caso contrario, se apagaría.

Si no se cumple este criterio, el sol durante el periodo de tiempo considerado no proporciona la suficiente radiación directa (aprovechable por la central) para obtener unos flujos másicos de sales lo suficientemente altos para que se pueda a llenar a generar potencias suficientemente altas en la turbina.

2. Potencia producida por las turbinas superior a la potencia consumida por las bombas. La ecuación 6.26 permite calcular la potencia producida por las turbinas del ciclo de potencia en función del gasto másico de vapor, el valor de dicha potencia debe ser superior al de la potencia consumida por las bombas, calculada a partir de la ecuación 6.11, si esta condición se cumple, la central está en marcha, en caso contrario, se apaga. Como hipótesis fundamental de este criterio se considera que el autoconsumo de la planta es el de las bombas, y los demás son despreciables frente a este, por ello se compara directamente.

El motivo por el cual se impone esta condición es que al consumirse más potencia que la producida por la central, tener en marcha la central no sería rentable energéticamente ni tampoco en el ámbito económico, pues los ingresos a raíz de la venta de electricidad en el mercado serían muy bajos. Este aspecto se desarrollará en el capítulo 6.

En ambos criterios es determinante la **cantidad de radiación**, dado que en un determinado momento el ángulo de elevación solar puede ser superior a 15°, sin embargo, debido a la baja radiación solar incidente (debido a nubes, lluvia, etc.) puede ser no óptimo poner en marcha la central debido a los bajos caudales de sales circulantes que llevarían a una baja producción de potencia de las turbinas.

La cantidad de radiación será baja con ángulos de elevación solar inferiores a 15°.

Para que la central se encuentre en funcionamiento es necesario que se cumplan ambas condiciones a la vez, sin embargo, en el próximo capítulo se estudiará el número de encendidos y apagados según ambos criterios y se compararán, para poder saber cual es más restrictivo.

7. Resultados

7.1 Resumen y análisis de los resultados obtenidos

Atendiendo a lo expuesto en el capítulo 5, a continuación se resume en una serie de tablas los resultados obtenidos para cada valor de interés.

- **Gastos máscicos de sales y caudales de sales.** Valores máximos para cada bomba y máximo de la instalación. En la tabla 6.1 se mostraron estos valores, dicha tabla mostraba lo siguiente.

Gastos máscicos de sales ($\frac{\text{kg}}{\text{h}}$)			
\dot{m}_{max}	\dot{m}_{max1} (Bomba 1)	\dot{m}_{max2} (Bomba1+Bomba2)	\dot{m}_{max3} (Bomba1+Bomba2+Bomba 3)
$1.2956 \cdot 10^6$	$4.3185 \cdot 10^5$	$8.6370 \cdot 10^5$	$1.2956 \cdot 10^6$
Caudales de sales ($\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$)			
Q_{max}	Q_{max1} (Bomba 1)	Q_{max2} (Bomba1+Bomba 2)	Q_{max3} (Bomba1+Bomba2+Bomba 3)
681.87	227.29	454.58	681.87

Tabla 6.1 Máximos gastos máscicos y caudales de sales obtenidos

La variación de estos valores es debido fundamentalmente a las distintas radiaciones directas que son reflejadas por los heliostatos hacia el receptor a lo largo de cada hora del año.

Los valores máximos se han alcanzado en los meses centrales del año, correspondientes a la estación de verano (Junio, Julio y Agosto), es debido fundamentalmente a la variación proporcional de la potencia recibida por el receptor con la radiación directa recibida (ecuación 6.1), lo cual a su vez influye en la potencia recibida por el fluido caloportador (calculada según las ecuaciones 6.2 y 6.3) y posteriormente, en el gasto máximo (ecuación 6.4).

Este comentario se puede corroborar con el siguiente gráfico, en el que Matlab refleja el valor de cada uno de los gastos máscicos a lo largo del año. Sus valores máximos son en las horas centrales, coincidentes con los meses de verano. El eje vertical corresponde al gasto máscico en kg/h y el eje horizontal, la hora del año.

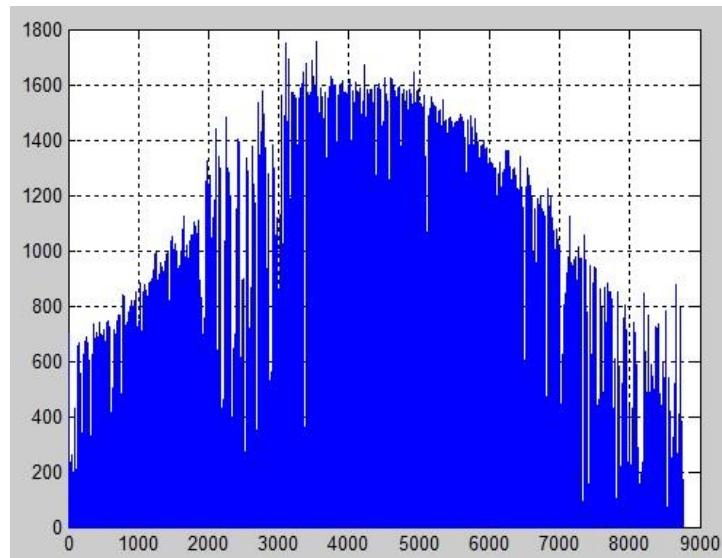


Gráfico 7.1 Gastos máxicos para cada hora del año

Como causa a lo observado hasta ahora, en el siguiente gráfico se puede observar la curva de radiación solar global (en $\frac{W}{m^2}$) para cada mes del año en función de la hora solar, observando que se alcanzan los valores máxicos en los meses de verano, con su máxico concretamente en Julio, posteriormente en Junio y finalmente en Agosto. El mínimo se alcanza en los meses de invierno, concretamente en Diciembre, Noviembre y Enero.

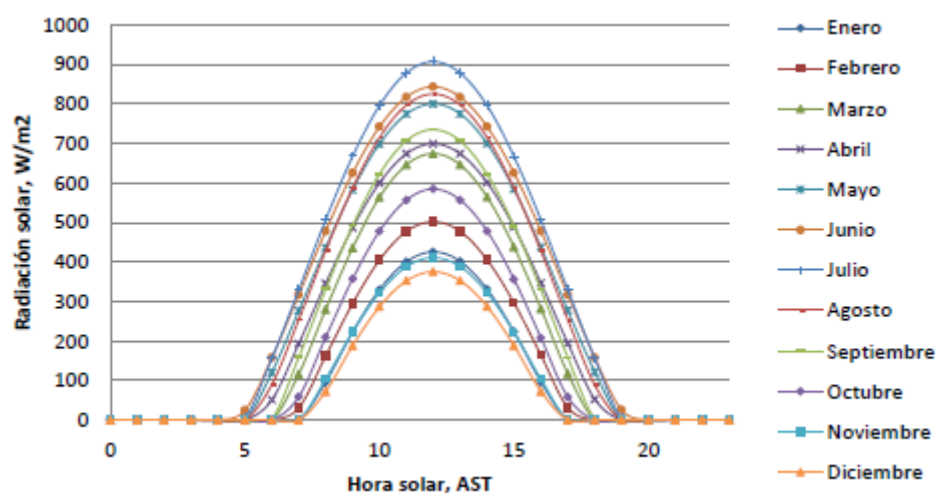


Gráfico 7.2 Radiación solar global para cada mes del año en función de la hora solar [9]

Cabe destacar que las “campanas” en los meses de verano son más anchas que en los meses de invierno, pues, como se puede observar, el número de horas de sol es mayor en verano.

- **Potencia recibida por el receptor y el fluido caloportador.** Responden respectivamente a la ecuaciones 6.1 y 6.2, los valores máximos y mínimos obtenidos a lo largo del año son:

Potencia en el receptor (MW)	
Máximo	Mínimo
182.5	0
Potencia recibida por el fluido (MW)	
Máximo	Mínimo
140.88	0

Tabla 7.1 Valores máximo y mínimo de la potencia recibida por el receptor y el fluido caloportador

Ambos valores máximos son grandes. La potencia en el receptor es mayor que la que posteriormente llega al fluido caloportador, es debido a que como se puede observar en la ecuación 6.2, esta potencia es función el rendimiento del receptor, y por tanto no se transmite toda desde el receptor al fluido. La potencia en el receptor es la dirigida por los heliostatos a partir de la radiación directa y que es fundamental para el funcionamiento de la central.

El valor mínimo de 0 se da en las horas nocturnas (sin radiación solar que se pueda reflejar por los heliostatos).

- **Ángulo de elevación solar.** Valor máximo y mínimo (Valor umbral mínimo establecido en 15° para considerar que se puede poner en marcha la central).

Ángulo de elevación solar (°)	
Máximo	Mínimo
+72.9485	-72.9485

Tabla 7.2 Valores máximo y mínimo del ángulo de elevación solar a lo largo de las 8760 horas del año

Como se expuso en el capítulo 2, el ángulo de elevación solar (ecuación 2.4) depende de la latitud del lugar, la declinación solar y el ángulo horario.

El ángulo horario (ecuación 2.2) depende de la hora solar del día, por tanto, para horas anteriores al medio día solar (12:00h) será negativo. El ángulo de declinación solar (ecuación 2.1) varía con el día del año en que nos encontremos, según la expresión del ángulo de declinación solar, este tendrá valores negativos en los primeros días de la año.

Se espera que el ángulo horario tenga sus valores mínimos en las primeras horas del día y durante la noche, durante estas horas, el Sol está por debajo del horizonte, y el ángulo es negativo. El hecho de que el máximo valor y el mínimo tengan el mismo valor en módulo con distinto signo es debido al movimiento de rotación de la tierra alrededor del sol diariamente, que permite ver el sol elevarse sobre el horizonte,

alcanzar su máxima elevación en el mediodía solar, y posteriormente descender, pasando por una misma posición dos veces a lo largo del día.

Observando el siguiente gráfico se puede comprobar lo anteriormente expuesto en referencia a la posición del ángulo de elevación solar a lo largo del día. Por otra parte, es previsible que el máximo valor se haya alcanzado para el día 21 de Junio, y el mínimo el día 1 de Diciembre, días en los que respectivamente el Sol alcanza sus máximos y mínimos valores de elevación solar.

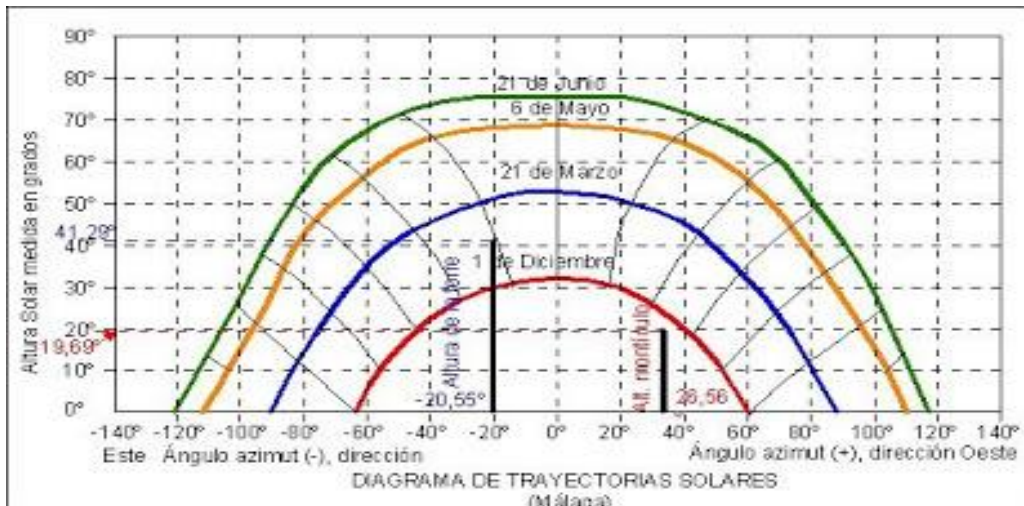


Gráfico 7.3 Diagrama de trayectorias solares en Málaga [38]

- **Ciclo de potencia.** Tras el estudio del ciclo de vapor Rankine con una turbina de dos etapas (alta y baja presión), los valores de los parámetros de los distintos puntos del ciclo son los siguientes:

Punto	Entalpía específica ($\frac{kJ}{kg}$)
1 (Salida del condensador)	173.88
2 (Tras la bomba)	185.93
3 (Tras el primer calentamiento)	3425
4 (Tras la turbina de alta presión)	2968
5 (Tras el recalentamiento)	5473
6 (Tras la turbina de baja presión)	2513.1

Tabla 7.3 Valores de entalpía específica para los distintos puntos del ciclo de potencia

T_3	520 °C
P_3	100 bar
T_5	500 °C
P_5	15 bar
P_6	0.08 bar

Tabla 7.4 Valores de presión y temperatura para varios puntos del ciclo de potencia

El gasto másico de vapor que circula por el ciclo de potencia alcanza los siguientes valores máximos y mínimos:

Gasto másico de vapor ($\frac{\text{kg}}{\text{s}}$)	
\dot{m}_{vapor} (máximo)	\dot{m}_{vapor} (mínimo)
$1.1107 \cdot 10^4$	0

Tabla 7.5 Valores máximo y mínimo del gasto másico de vapor que circula por el ciclo de potencia

Resulta lógico que el valor mínimo del gasto másico de vapor será 0, pues corresponderá a aquellas horas del día sin radiación solar, es decir, las horas nocturnas.

Al no haber gasto másico de sales (sin contar con el almacenamiento térmico) debido a la nula radiación recibida, no existirá intercambio de calor entre las sales y el agua y por tanto no circulará gasto másico de vapor, pues en la ecuación 5.24 el numerador se haría 0 y esta expresión tomaría valor nulo.

En cuanto a la potencia neta producida por el ciclo de potencia, se han obtenido los siguientes valores:

Potencia generada en el ciclo Rankine (MWh)	
\dot{W}_{neto} (máximo horario)	\dot{W}_{neto} (mínimo horario)
15.6	0
Potencia neta total anual generada en el ciclo Rankine (GWh)	
23.978	

Tabla 7.6 Valores máximo y mínimo de la potencia generada por las turbinas del ciclo Rankine, potencia total generada en el ciclo durante todo el año

A partir de la ecuación 6.26 se observa que para gastos másicos nulos de vapor, la turbina no generará potencia, de la tabla 7.5 se observa que el gasto mínimo de vapor, efectivamente es 0, por lo que en esos momentos, la turbina no produce potencia (en las horas centrales del día). Cabe mencionar que al existir una turbina de 2 etapas, la potencia generada es mayor que si se hubiese considerado un ciclo Rankine convencional de una única etapa de turbina.

La potencia bruta producida por las turbinas es superior a la potencia neta posterior, debido a diferentes pérdidas, las cuales, en distintos proyectos como SolarTwo, han resultado ser superiores a las calculadas inicialmente.

Por ejemplo, en SolarTwo se estimaron unas pérdidas térmicas en el sistema de producción de potencia de 14 kW, sin embargo, en los distintos test de funcionamiento de la planta, las pérdidas resultaron ser de 29 kW, muy superior a las estimadas. Estos resultados fueron justificados a raíz de dos hechos fundamentales: en primer lugar debido a la pérdida de aislamiento térmico de los materiales de las

turbinas a lo largo del tiempo, y por otra parte, debido a las filtraciones de sales en distintos sumideros surgidos a lo largo del tiempo, que reducen la cantidad de vapor en el ciclo. Estas pérdidas, frente a consumos de potencia de distintos equipos (principalmente el de las bombas, despreciando el resto) explican que en SolarTwo la potencia neta resultó de 10.4 MWe frente a los 12.0 MWe brutos iniciales. [45]

En este caso no se han calculado estas pérdidas, pero serían notables a partir de uno o dos años de funcionamiento de la central. En la siguiente figura se muestra la potencia generada por las turbinas relacionada con la potencia que llega al receptor, lo cual permitirá hacer una idea de la diferencia entra la potencia con la que trabajan ambos elementos, y lleva a la conclusión de que la central genera mucha menos potencia de la que recibe el receptor. Se observa además que en una planta como SolarTwo las turbinas trabajan en torno al mediodía solar y durante la tarde, lo cual son unas 6 horas de funcionamiento de media, no es un número muy elevado y por tanto la potencia producida sería menor al trabajar menos tiempo las turbinas.

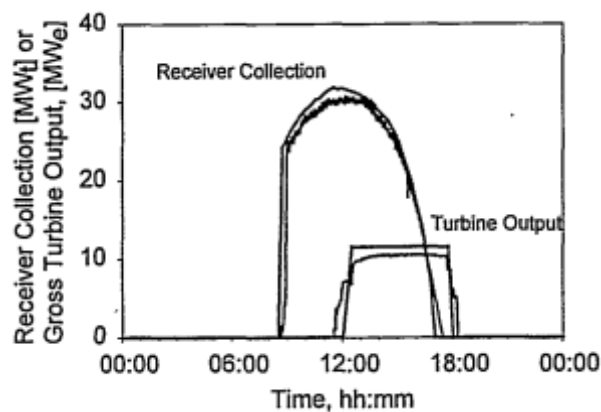


Figura 7.1 Potencia que recibe el receptor y potencia producida por la turbina [45]

- **Potencia consumida por las bombas.** En el apartado 6.3 se explicó que la potencia consumida por las bombas depende del gasto total de sales circulando por la instalación, que será máximo en momentos de alta radiación solar (en los meses de verano, en las horas centrales del día), y se requerirá de 3 bombas impulsando fluido.

Los consumos de potencia totales de cada bomba son los siguientes.

Bomba 1 (MW)
2.4
Bomba 2 (MW)
1.3
Bomba 3 (MW)
0.3

Tabla 7.7 Consumos totales unitarios de cada bomba

Los consumos obtenidos son muy pequeños en relación con la potencia generada por la turbina, por lo que las bombas suponen pérdidas de potencia pequeño orden de magnitud en la potencia neta producida por la planta (se estudiará en la siguiente página a partir de la ecuación 7.1).

Por otro lado, el consumo máximo horario unitario es de 609.41 kW, es decir, que como máximo una bomba estaría consumiendo esa potencia en su máximo anual.

Las bombas trabajan con distintos diámetros, como se pudo observar en sus curvas características, esta es la explicación para el alto rendimiento de la bomba 2, se puede observar que para valores de caudal superiores a los $454 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ a partir de los que trabaja, se estaría empleando una bomba de 370 pulgadas, que presenta un rendimiento superior a ese caudal frente a las bombas de 320 y 405 pulgadas.

La bomba 1 sería la de 320 pulgadas, la bomba 2 la de 370 pulgadas y la bomba 3 la de 405 pulgadas.

El consumo total de las bombas será estudiado en el capítulo 6 en función del criterio de puesta en marcha y apagado de la central que se siga.

- **Rendimiento del sistema de bombeo.** El rendimiento mínimo es 0 para caudales nulos, pues se estaría consumiendo potencia sin impulsar fluido, sin embargo, Matlab, a partir de la ecuación 6.12 daba un rendimiento mínimo muy bajo en la bomba 1, (del orden del 0.3%, que se ha considerado aproximadamente 0), es debido al término independiente del caudal en la citada ecuación.

Rendimiento del sistema de bombeo (%)	
Mínimo	Máximo
0	39.57

Tabla 7.8 Valores máximo y mínimo del rendimiento de las bombas empleadas para impulsar sales

El rendimiento máximo del sistema de bombeo es el rendimiento máximo que puede tener una sola bomba cuando alcanza su caudal máximo de operación.

Unitariamente, es de esperar que el rendimiento de la bomba 1 a lo largo del año sea superior al de las otras bombas, al operar durante más tiempo. Si se calcula la media anual de rendimiento de cada bomba, se obtiene que el rendimiento medio anual de la bomba 1 es de un 17.81 %, el de la bomba 2 de 8.4 % y el de la bomba 3 de un 2.2 %, estos valores están afectados por el número de horas de operación de cada bomba, y como se podía deducir, la bomba 1 opera durante más horas que las demás y tendrá mayor rendimiento. Los bajos valores del rendimiento medio son debidos a que en el cálculo del rendimiento medio se ha tenido en cuenta también las horas de apagado de la central, en las que no circulan sales y el rendimiento es 0, lo cual afecta a la media disminuyendo su valor.

- **Potencia neta producida por la central.** La potencia neta de la central responde a esta ecuación:

$$\dot{W}_{neta} = \dot{W}_{neta Rankine} - \dot{W}_b$$

Ecuación 7.1 Potencia neta producida en la central en función de la potencia generada en el ciclo de potencia y la consumida por las bombas impulsoras de sales

Obteniéndose los siguientes valores de potencia neta horarios:

Potencia neta (MWh)	
Máxima	Mínima
15.6	$-497.15 \cdot 10^{-6}$

Tabla 7.9 Valores máximo y mínimo de la potencia horaria neta de la central

El valor mínimo corresponde a una hora en la que las bombas consumen más potencia que la producida por las turbinas, de ahí su valor negativo y es que la bomba 1 está consumiendo como mínimo 443.929 W cuando el receptor está activado, aunque no se genere potencia, esto, coincidiendo con un momento del día en que la turbina no produzca potencia (por la noche principalmente), proporciona una potencia neta negativa, no quiere decir que la bomba impulse flujo por la noche, sino que tiene un pequeño (se puede observar en el último término de la ecuación 6.11) consumo mínimo aunque no esté impulsando fluido. El valor máximo se da en el momento de máxima potencia generada por las turbinas y la bomba 1 operando únicamente, pues el consumo de las bombas es mínimo. Además, dicha potencia neta máxima es del orden de la potencia nominal de diseño de la central Gemasolar que se ha estudiado, como se mostró en la tabla 4.3.

La central al cabo del año produce una potencia neta de 23.978 GWh, algo inferior a los 23.984 GWh que se producen en el ciclo Rankine (Tabla 7.6) debido al consumo de las bombas, que impone una diferencia mínima entre ambas potencias.

7.2 Elección de la puesta en marcha y apagados de la central a partir de los criterios seguidos

En el apartado 6.6 se establecieron los dos criterios a seguir para determinar si es óptimo o no poner en marcha la central: el criterio de elevación solar mínima y el de potencia neta positiva (es decir, que las turbinas producen más potencia que la consumida por las bombas). Se van a estudiar ambos criterios por separado para analizar ambas alternativas de forma diferenciada, sin embargo, para que la central funcione, es necesario que se cumplan ambos criterios simultáneamente.

A continuación se exponen los resultados obtenidos a partir de estos criterios.

7.2.1 Criterio de elevación solar mínima

Como método de cálculo se ha creado un bucle en el código comercial Matlab que calcula el ángulo de elevación solar para cada una de las 8760 horas del año, si dicho valor en grados para la hora considerada es menor que 15° , la central no funcionará. En cambio, si el valor es mayor o igual que 15° , según este criterio, la central puede estar en funcionamiento. El bucle da el valor de 5495 horas de apagado de la central, lo cual supone que en funcionamiento estará 3265 horas, es decir, que según este criterio estará apagada un 62.73% de las horas del año, y encendida un 37.27% de las 8760 horas del año.

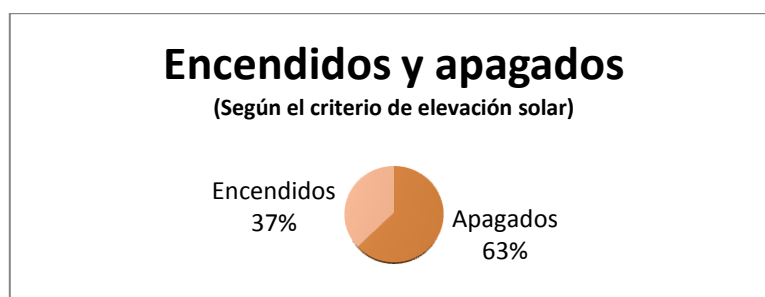


Gráfico 7.4 Porcentaje de encendidos y apagados a lo largo del año en la central según el criterio del ángulo de elevación solar.

Estos valores resultan lógicos si se tiene en cuenta que la mitad de las horas del año ($8760 : 2 = 4380$) corresponden a las estaciones con menos horas de sol (Otoño e Invierno), ese valor, sumado a los días de primavera y verano con lluvias, nieve u otros factores meteorológicos, alcanzarían valores próximos a las 5495 horas de apagado obtenidas.

7.2.2 Criterio de potencia neta positiva

Establece que la central puede estar en marcha si la turbina genera más potencia que la consumida por el sistema de bombeo.

Según este criterio, el número de apagados es de 4277, y el de encendidos es de 4483, por lo que la central estaría encendida aproximadamente la mitad del año (51% de las horas) como se observa en el siguiente gráfico.

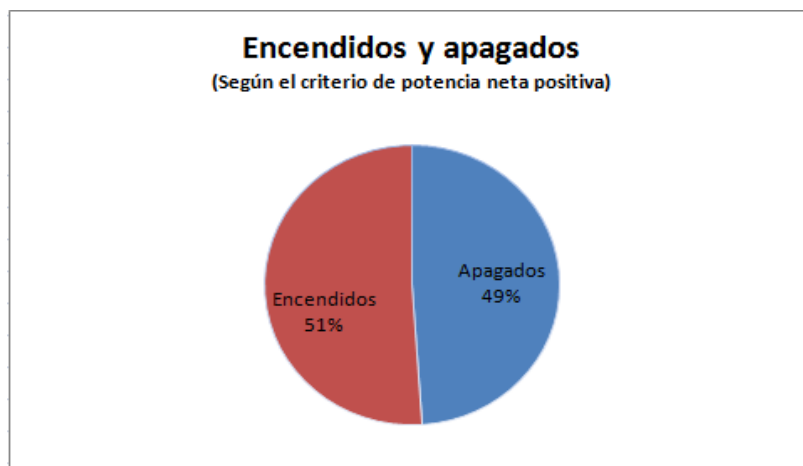


Gráfico 7.5 Porcentaje de encendidos y apagados a lo largo del año en la central según el criterio de potencia neta positiva.

Comparando ambos criterios, se observa que el criterio más restrictivo es el criterio de elevación solar, pues marca un número de horas de apagado (5495 horas) superior al del criterio de potencia neta positiva (4277 horas), con un aumento del número de horas de apagado según el criterio de elevación solar en un 22% respecto al criterio de potencia neta positiva. Entonces al cabo del año habría 5495 horas de apagado, ya que se deben cumplir ambos criterios para poner en marcha la central.

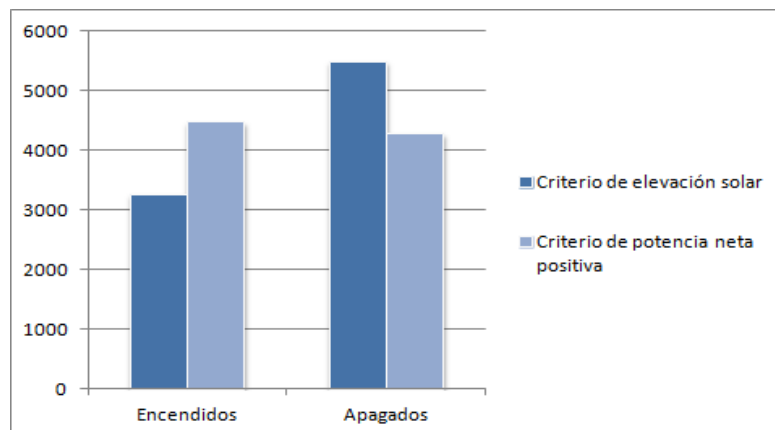


Gráfico 7.6 Comparativa del número de horas de encendidos y apagados según los criterios de elevación solar y de potencia neta positiva.

El criterio de potencia neta marcaría un mayor número de horas de encendido, este hecho no tiene porque resultar beneficioso, pues influyen otros aspectos como la rentabilidad económica de tener la central funcionando más horas, el desgaste de materiales, etc.

Por último, se estudiará el número de ciclos según cada criterio. Un ciclo corresponde a una variación de estado de la central, es decir, si está en marcha, a detener todos sus sistemas y apagarla, o viceversa. El estudio del número de ciclos resulta de importancia para el posterior análisis económico del proyecto, debido al precio de la electricidad necesaria, y a la fatiga térmica y mecánica sufrida por los materiales de los distintos componentes (tuberías, tanques, bombas, etc). Un número elevado de ciclos a la larga resultaría perjudicial debido al desgaste de materiales y la obligación de reposición de los mismos, con el consiguiente coste económico.

En Matlab se ha recogido un vector formado por ceros y unos, un 0 significa que la central está en marcha, y un 1 que está fuera de funcionamiento. Estos vectores se han creado para cada uno de los dos criterios establecidos, y presentan estructura diferente en el orden de 0 y 1, sin embargo, el número de cambios de 0 a 1 y por tanto número de ciclos muy parecido: El criterio de potencia neta positiva marca 729 frente a los 731 del criterio de elevación solar.

Es decir, que ambos vectores de encendidos y apagados presentan distinta estructura, pero un número de ciclos parecido, aunque no a las mismas horas. Las diferencias son debidas a los distintos aspectos que siguen ambos criterios, el de potencia neta positiva depende de la potencia producida por la central y la consumida por las bombas, y el de elevación solar depende de la posición del sol, sin embargo, el sol puede alcanzar un ángulo de elevación de 15° y que la irradiación sea suficiente para que la central funcione según el criterio de potencia neta positiva, de ahí la diferencia entre los vectores de encendidos y apagados de ambos criterios.

Cabe mencionar que en este cálculo no se han tenido en cuenta las paradas por mantenimiento de la central, en principio hay un mínimo de 2 paradas anuales por este motivo, pero puede verse incrementado según imprevistos o problemas surgidos a raíz de la operación a lo largo del año.

En el siguiente gráfico se representa el número de ciclos según ambos criterios.

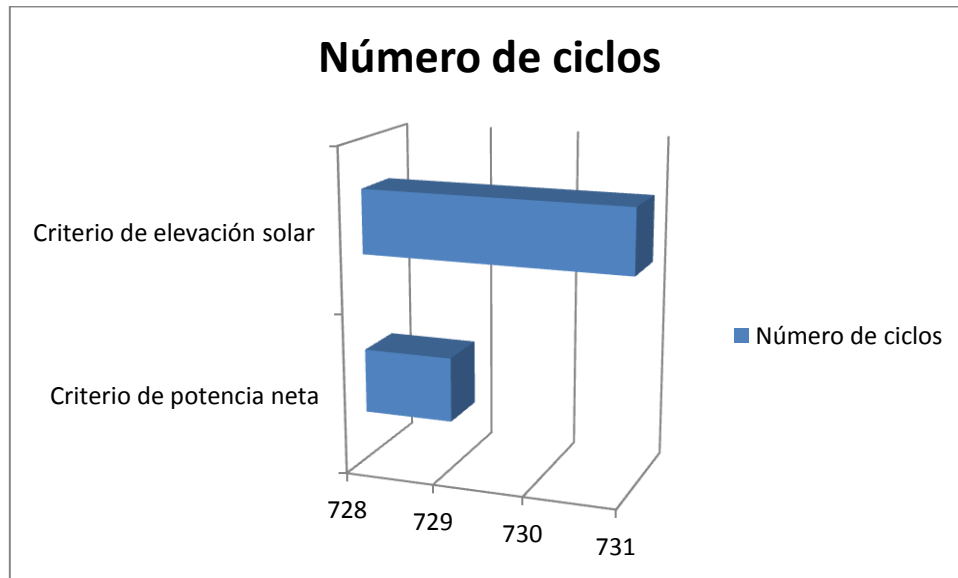


Gráfico 7.7 Comparativa del número de ciclos según los criterios de elevación solar y de potencia neta positiva.

Teniendo en cuenta los tipos de encendidos existentes en las centrales tipo torre (apartado 5.1.1), se han contabilizado el número de encendidos de cada tipo según cada criterio de puesta en marcha y apagados, de este modo se distingue entre encendido en frío (tras más de 72 horas de apagado de la central), encendido en templado (entre 10 y 72 horas de apagado) y encendido en caliente (tras menos de 10 horas de apagado), obteniéndose:

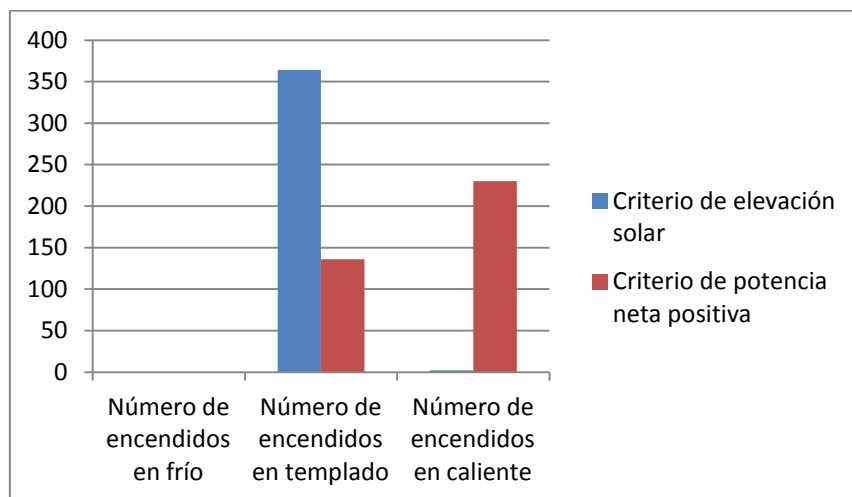


Gráfico 7.8 Clasificación del tipo de encendidos según el criterio de puesta en marcha y apagados

- **Número de encendidos en frío:** Es 0 para ambos criterios, lo cual denota que la central no pasa periodos de apagado superiores a las 72 horas con ningún criterio.
- **Número de encendidos en templado:** Es superior con el criterio de elevación solar (364) frente al criterio de potencia neta positiva (136), esta diferencia tan apreciable es

debido a que según el criterio de elevación solar, es más esperable que la central pase periodos de apagado más largos, pues funcionará únicamente cuando la cantidad de radiación sea suficiente y el ángulo de elevación solar superior a 15° , de ahí que la central pasaría apagada en las horas que no haya sol, y solo funcionaría durante la mañana, mediodía y primeras horas de la tarde (a no ser que se den precipitaciones, nubes, etc.).

- **Número de encendidos en caliente:** Según el criterio de elevación solar, el número de encendidos en caliente es de 2, el criterio de potencia neta positiva da 230 encendidos de este tipo. Esta diferencia complementa lo observado con los encendidos en templado, según lo dicho anteriormente, el criterio de elevación solar presenta grandes periodos de apagado de la central, y el criterio de potencia neta no, sino más bien lo contrario: periodos cortos, de 10 horas o menos. Este hecho se puede explicar debido a las fluctuaciones en el consumo de las bombas y en la producción de las turbinas, que marcarán los encendidos y apagados, y no son tan dependientes del sol, su radiación y posición, como sucede en el criterio de elevación solar.

7.3 Valoración económica del proyecto

Uno de los apartados finales de este proyecto tiene como fin llevar a cabo un análisis económico que permita conocer en primer lugar el orden de magnitud del coste económico de una central termosolar como la que se ha estudiado, y poder comparar el beneficio económico que puede aportar o no el seguir uno u otro criterio de puesta en marcha y apagado entre los estudiados.

7.3.1 Costes de una central termosolar

El objetivo de este apartado es que se puedan conocer los costes aproximados de una central termosolar instalada en España, para que se tengan en cuenta junto a los costes de encendido y apagado y los ingresos a raíz de la producción de electricidad.

Los costes dependen de la capacidad del sistema de almacenamiento: 4, 8 o 12 horas (un mayor tiempo de almacenamiento implica mayor uso de la central y por lo tanto más requerimientos de sus sistemas). Aunque varios componentes de costes no dependen del sistema de almacenamiento. [4]

La partida de costes de una central termosolar tiene la siguiente forma.

Tipo de almacenamiento	4h	8h	12h
Concepto	80	106	120
Campo solar	110 M€	147 M€	180 M€
Bloque de potencia	49 M€		
Infraestructura eléctrica	2 M€		
Almacenamiento	12 M€	18 M€	23 M€
Gestión de proyecto e ingeniería	15 M€		
TOTAL DE TODAS LAS PARTIDAS	188 M€	231 M€	270 M€
Gastos generales (3%)	5.6 M€	6.9 M€	8.1 M€
Contingencias (5%)	9.4 M€	11.5 M€	13.5 M€
Margen (8%)	15 M€	18.4 M€	21.6 M€
TOTAL	218.2 M€	267.7 M€	312.9 M€

Tabla 7.10 Partida de costes de una central termosolar [4]

Los distintos conceptos que aparecen en la tabla anterior se explican a continuación.

- **Campo solar.** Compuesto de varios subsistemas, tales como el de captación, el del fluido de transferencia y el de seguimiento y control. A su vez, abarca el coste de los heliostatos y su estructura de sustentación, siendo este último el mayor coste entre los que componen los costes del colector.

Por otro lado, se añade un sistema de instrumentación general, cuya función es controlar los sistemas de posicionamiento de cada colector.

También se incluye el coste del sistema eléctrico, de obra civil (acondicionamiento del terreno, etc) y el coste de las bombas empleadas.

- **Bloque de potencia.** Abarca los principales componentes del ciclo de potencia, los sistemas auxiliares necesarios para su funcionamiento y la obra civil necesaria para su acondicionamiento, además de un sistema eléctrico que proporcione energía a todos los sistemas que forman parte del ciclo.

- **Sistema de almacenamiento.** Aporta un mayor número de horas de uso de la central al acumular energía térmica en las sales fundidas, un mayor almacenamiento implicará por tanto mayores costes en la central. Se compone de un tanque de sales frías y calientes, junto a otros elementos con sus correspondientes costes, tales como un sistema de nitrógeno, de protección contra incendios, tuberías con aislamiento o válvulas.

- **Gestión de proyecto e ingeniería.** Gastos de dirección y diseño del proyecto, compras, logísticas, dirección de obra y dirección técnica.
- **Infraestructura eléctrica.** Debido a su gran importancia en el funcionamiento de la central, en especial del ciclo de potencia, y por supuesto en los encendidos y apagados de la central, se detalla el coste del sistema eléctrico y sus componentes.

En primer lugar, para vender la electricidad es necesario una infraestructura que permita el transporte y distribución de la electricidad, típicamente, se construye una subestación y línea aérea de unos 220 kV. La subestación se compone de un sistema de embarrados, aislantes, un sistema de control y protecciones, equipos de corriente continua y un aparellaje de 220 kV. [4]

El sistema eléctrico está compuesto de sistemas auxiliares, celdas auxiliares, servicios esenciales, transformadores, sistemas de medida y protección, comunicaciones, alumbrado, instrumentación, bandejas y tubos.

El que forma parte del sistema solar, está formado por transformadores, cuadros de baja tensión, cables y alumbrado de emergencia.

En la siguiente tabla se muestran los costes del sistema eléctrico involucrado en una central termosolar.

Tipo de almacenamiento		4h	8h	12h
SISTEMA SOLAR				
Concepto	80		106	131
Alumbrado, transformador, grupo diesel	2.4 M€			
BLOQUE DE POTENCIA				
Transformadores, servicios esenciales, cableado, protecciones, sistemas y celdas auxiliares, sistema de comunicaciones, alumbrado	7.7 M€			
SUBESTACIÓN				
Aparellaje	415.000 €			
Obra civil	405.000 €			
Montaje	280.000 €			

Materiales: embarrados, protecciones, CC, aislantes	530.000 €
LÍNEA AÉREA 220 kV	
Línea aérea	300.000 €

Tabla 7.11 Partida de costes del sistema eléctrico de una central termosolar [4]

El coste eléctrico del sistema de almacenamiento únicamente depende de las horas de almacenamiento, cuanto mayor sea, mayores requerimientos tendrá.

7.3.2 Coste de la energía eléctrica

En este apartado se calculará el coste de generación de electricidad y se comparará con el precio de su compra en el mercado, así se podrá dar una idea de la necesidad o no de ayudas económicas externas y de su viabilidad.

El parámetro *levelized cost of energy* (LCOE) mide el coste de generación de la energía. Tiene en cuenta el coste de la inversión necesaria para producir la energía, los costes de combustible, los costes de operación y mantenimiento, parámetros económicos como el interés y el tiempo del préstamo y la energía producida. [40]

Se calcula según la siguiente ecuación:

$$\text{LCOE} = \frac{C_{O\&M} + C_{\text{combustible}} + f_{rc} \cdot C_{\text{inversión}} + C_{\text{amortización}}}{E_{\text{generada}}}$$

Ecuación 7.2 Levelized cost of energy (LCOE)

El factor de recuperación, o f_{rc} transforma el valor de una inversión en una serie de pagos uniforme a lo largo del préstamo. La tasa de inversión es i , mientras que n representa los años de préstamo. [4]

$$f_{rc} = \frac{i}{i - (1 + i)^{-n}}$$

Ecuación 7.3 Factor de recuperación

Los valores con los que se opera en las ecuaciones son los siguientes, y sus datos se han obtenido de las referencias bibliográficas [4] y [40].

- Tasa de interés (i) de un 8%.
- Los costes de operación y mantenimiento son la suma de los salarios de los empleados y el coste de mantenimiento de los equipos.

Los salarios de los empleados de una central termosolar suelen suponer un coste aproximado de unos $48.000 \frac{\text{€}}{\text{empleado} \cdot \text{año}}$, típicamente el número de empleados tiene una media de unas 70 personas, lo cual supone un total de $3.360.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$ sin tener en cuenta bonificaciones, pluses o incrementos futuros.

- El mantenimiento de los equipos supone un 1% de los costes de inversión, el coste de inversión se mostró en la tabla 6.11 para varias configuraciones del sistema de almacenamiento (4h, 8h y 12h).
- Los costes de combustible son nulos, pues la central no emplea caldera de apoyo a la generación de electricidad.
- La amortización es lineal y típicamente de unos 20 años para estas centrales.

De este modo, empleando la ecuación 7.2 se obtiene el coste de producción de energía, en la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos tras este cálculo, y se resumen los valores empleados para llevarlo a cabo.

Factor de recuperación de capital	10.18 %
Coste de inversión	218.2 M€
Operación y mantenimiento	2.2 M€ + 3.4 M€*
Amortización	10.9 M€
Energía generada (GWh)	23.98
Coste del kWh [LCOE] ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$)	1.61

Tabla 7.12 Coste del kWh [LCOE] y factores empleados para su cálculo

*El primer sumando es el coste de mantenimiento, el segundo el de operación

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables establece la existencia de un régimen especial como régimen diferenciado del ordinario.

El año 2013 comenzó con un precio de 0.1509 €/kWh, con un precio fijado por el Ministerio de Industria. En 2014 este sistema es reemplazado por un método de precios variables a cada momento, teniendo un precio de 0.2228 €/kWh en Febrero de 2014. Precio muy superior al de otros países europeos como Francia, donde es de 0.1472 €/kWh. [41]

Como se puede observar en la tabla 7.12 el precio del kWh es elevado en comparación con el precio de su venta en el mercado. Típicamente el coste del kWh ronda los 30 c€/kWh, esta diferencia es un hecho existente todavía en la actualidad, y que limita la

viabilidad económica de las centrales termosolares a las subvenciones recibidas. En una central con mayor capacidad de generación de potencia los costes de generación del kWh se verían disminuidos a medida que aumentase la capacidad de producción de potencia, tratando de evitar un incremento significativo de los distintos costes reflejados en la tabla 7.12, la baja producción de potencia anual es debida a que en los cálculos no se ha tenido en cuenta la existencia de almacenamiento térmico, pues en este proyecto se pretende fundamentalmente analizar el consumo y la producción horaria de la central.

Con la intención de disminuir costes, se han buscado posibles subvenciones existentes a la hora de financiar la construcción de la planta, sin embargo, actualmente no hay ayudas a la inversión para la construcción de plantas termosolares. [9]

Las únicas ayudas existentes son las primas que se obtienen en fase de explotación, primas aportadas por el gobierno, dichas primas están en constante crecimiento año a año debido a la defensa de las actividades gubernamentales de la “energía verde”, abogando porque este incremento contribuirá a abaratar en el futuro el actual coste tan alto que tiene la energía termosolar.

Las primas del gobierno a esta fuente de energía se multiplicaron por ocho desde 2004 hasta 2010, ascendiendo desde los 2.93 c€/kWh hasta los 8.88 c€/kWh, lo cual da una idea de la necesidad de ayudas que actualmente tiene la energía termosolar para que los nuevos proyectos ideados sean competitivos económicamente con otras fuentes de energía. [42]

Otras medidas ofertadas por las autoridades gubernamentales es la posibilidad de acogerse a un precio fijo establecido previamente en función del precio fijado por los diferentes mercados a lo largo del día. El operador ofrece un precio que resulte competente frente al resto de tecnologías, precio que se sumaría a la prima de régimen especial que recibe esta tecnología.

La última posibilidad es acogerse a un precio fijo e invariable diariamente, con unas primas de unos 30 c€. Esa opción es más favorable de cara a la rentabilidad a largo plazo del proyecto, pues ofrece pequeños beneficios. [4]

7.3.3 Análisis económico en función del criterio de puesta en marcha y apagado

En este apartado se va a estudiar desde el punto de vista económico las dos alternativas como criterios de puesta en marcha y apagados de la central.

En el gráfico 7.6 se mostró una comparativa del número de horas en que la central está en marcha que presenta cada criterio, pues el número de ciclos es el mismo (gráfico 7.7). Así pues, en primer lugar se va a estudiar la influencia del número de horas de

actividad de la central en la tendencia sobre el coste económico anual que supondría, los resultados se mostrarán en forma de gráficos para facilitar la comparación.

- Estudio de los ingresos

Los ingresos de la central son función de la potencia que produzca la misma, el precio de venta es el mostrado en el apartado 7.3.2 para el mes de Febrero de 2014 en España, 0.2228 €/kWh, obteniéndose los siguientes resultados.

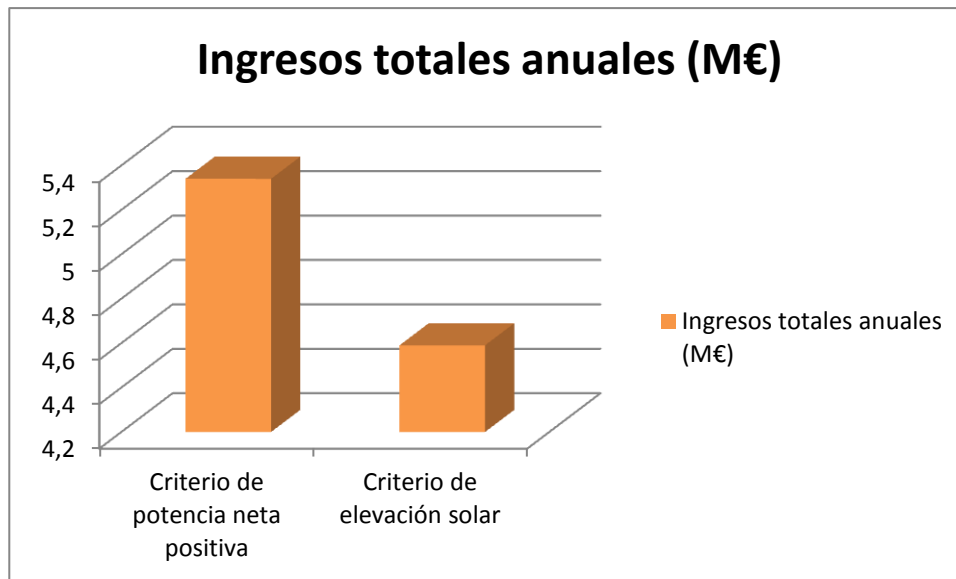


Gráfico 7.9 Comparativa de ingresos totales anuales según el criterio de puesta en marcha y apagado escogido

Los ingresos por venta de electricidad que reportaría el criterio de potencia neta positiva (5.34 millones de euros) son superiores en un 16% a los del criterio de elevación solar (4.59 millones de euros), el motivo fundamental es que el criterio de potencia neta positiva marcaba un total de 4277 horas de encendido, y el criterio de elevación solar 3265, por lo que claramente al estar en funcionamiento menos horas, y tan solo aquellas con radiación solar notablemente aprovechable, la potencia producida será mucho menor y por tanto los ingresos también menores.

- Estudio de los gastos

La puesta en marcha y apagados de la central reporta una serie de gastos en función del número de ciclos que se den a lo largo de su periodo de funcionamiento, los costes que se estudian son los surgidos a raíz de la puesta en marcha y apagado de la misma, y la energía que se consume para llevar a cabo este proceso.

El motivo de enfocar el apartado de esta forma es para mostrar más claramente la diferencia de costes según ambas alternativas, ya que ambos criterios marcan distintas horas para que se den los ciclos, y según la hora en que se produzca, las bombas requieren más o menos potencia, y por tanto mayor o menor coste.

En el gráfico 7.7 se pudo comprobar que el número de ciclos era muy parecido según ambos criterios, sin embargo, las horas en que la central pasa de estar apagada a estar en marcha y viceversa pueden ser diferentes, y por lo tanto las bombas consumirían una potencia distinta, lo cual afectaría al coste.

El coste se calcula como la potencia consumida por las bombas en la hora en que se produce un ciclo (cambio de estado de la central) multiplicado por el coste de producción de energía (tabla 7.2). Calculados de este modo, los costes totales anuales según ambos criterios resultan ser los que se muestran en el siguiente gráfico.

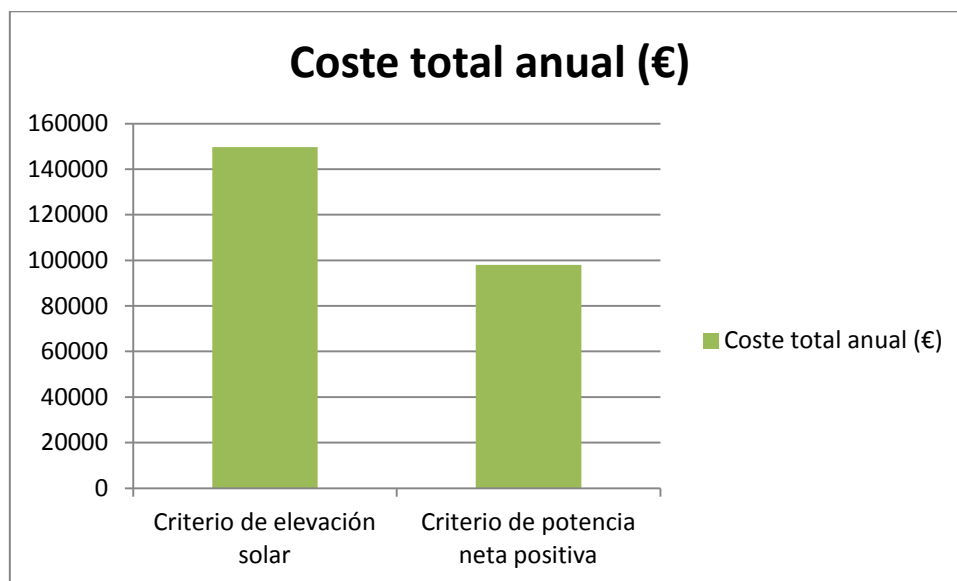


Gráfico 7.10 Comparativa de gastos a raíz del número de ciclos en función del criterio de puesta en marcha y apagados

Los gastos generados en este aspecto por el criterio de elevación solar (149.630 €) son superiores en un 34% a los del criterio de potencia neta positiva (98.033 €), es debido a que las horas en que se produce un cambio de ciclo según el criterio de elevación solar es en horas con mayor consumo de las bombas, debido a mayores gastos máxicos de sales que implican una mayor potencia a consumir de las bombas, por lo que puede actuar más de una bomba.

Este hecho lleva a la conclusión de que el criterio de elevación solar, debido a que marca la puesta en marcha y apagados según la posición solar (su elevación respecto al horizonte, ángulo de elevación solar), marca la puesta en marcha más tarde que el otro criterio, por lo que lo haría para horas más próximas al mediodía solar, que son las horas del día con mayor radiación solar y mayor gasto de sales por tanto.

Sin embargo, en comparación con los costes mostrados en la tabla 7.10, los costes estudiados en este apartado son mínimos, por lo que la relevancia de los ciclos de

encendido y apagados no es económica, sino más bien resulta más determinante para la potencia neta producida en la central que para su partida de costes.

7.4 Estudio de resultados en función del criterio seguido

Finalmente, se van a comparar distintos valores obtenidos a raíz de cada criterio seguido y se analizarán uno por uno.

Para llevar a cabo estos análisis se han realizado una serie de bucles en Matlab. Dichos bucles tienen en cuenta los vectores de encendidos y apagados de cada criterio, y los recorren hora a hora, si en la hora del análisis el vector vale 1 significa que la central está apagada y no se contabiliza el valor en cuestión. Cuando el vector vale 0, la central está en marcha y sí que se contabiliza.

- Potencia total generada por las turbinas

La potencia total generada por las turbinas es función del número de horas en que la central está encendida, es de esperar que sea mayor con el criterio de potencia neta positiva, pues tiene un mayor número de encendidos.

La potencia total producida por las turbinas según el criterio de potencia neta positiva resulta superior, como se podía predecir, su valor es de 23.984 GWh frente a los 20.102 GWh del criterio de elevación solar, valores lógicamente superiores al tener un mayor número de horas de encendido, y además, como se apuntó en apartados anteriores, funcionar en horas con mayor radiación solar y por tanto mayor aprovechamiento de la energía solar reflejada por los heliostatos.

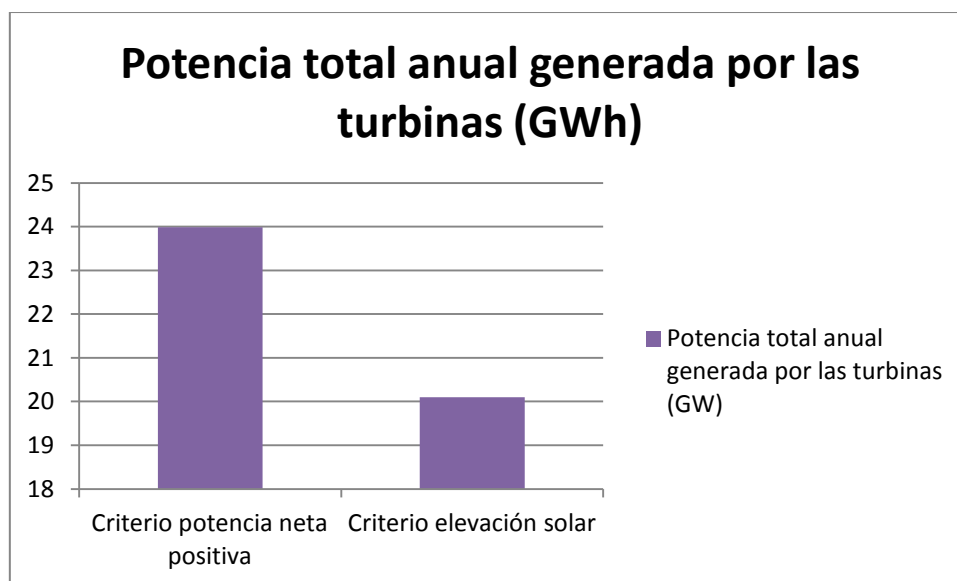


Gráfico 7.11 Comparación de la potencia total producida por las turbinas en función del criterio elegido

- **Potencia total consumida por las bombas**

La potencia total consumida por las bombas será de nuevo función del número de horas de encendido de la central, en este caso, se espera que sea superior para el criterio de potencia neta positiva, puesto que tiene un mayor número de horas de encendido, y por tanto mayor tiempo de consumo de potencia por parte de las bombas de la central.

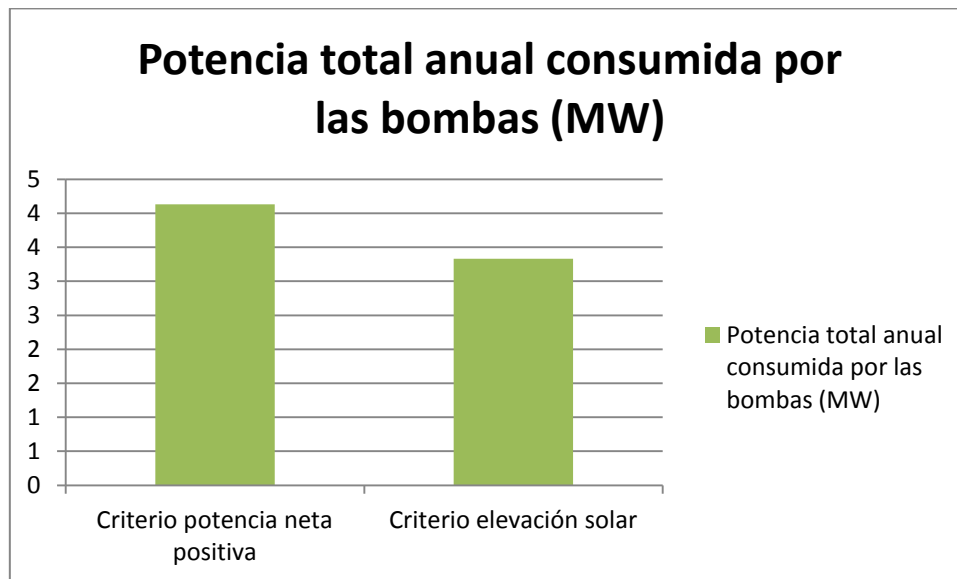


Gráfico 7.12 Potencia total consumida por las bombas según el criterio seguido

La potencia consumida por las bombas según el criterio de potencia neta positiva es superior (4.13 MW) a la potencia consumida según el criterio de elevación solar (3.33 MW), el motivo es que al tener un mayor número de horas de encendido, junto a horas de funcionamiento con mayor radiación solar (horas centrales del día), implicando un mayor caudal de sales a impulsar, reporta un mayor consumo de las bombas a lo largo del año.

- **Potencia producida en el mes de máxima radiación solar (Julio)**

Como se puede comprobar en el gráfico 7.2, el mes de mayor radiación solar a lo largo del año es el mes de Julio, por lo que se ha elegido este mes para hacer un análisis de la energía total producida en función del criterio de puesta en marcha y apagados elegido.

De este modo, la potencia total producida resulta ser de 63.58 MWh según el criterio de elevación solar, y de 98.53 MWh según el criterio de potencia neta positiva, como se refleja en el siguiente gráfico:

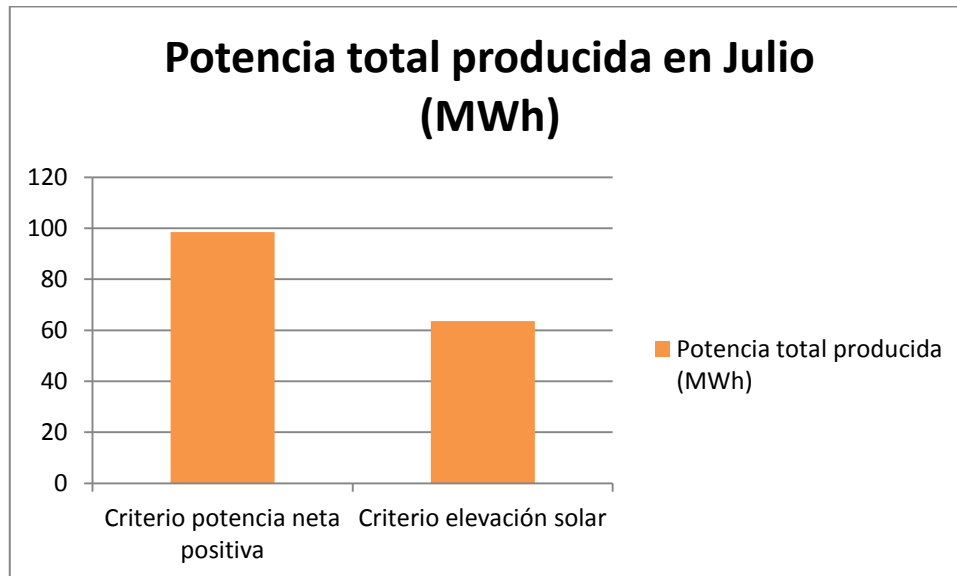


Gráfico 7.13 Potencia total producida en el mes de Julio en función del criterio seguido

De nuevo se puede comprobar la tendencia apuntada para todo el año, y es una mayor producción de potencia por las turbinas según el criterio de mayor número de encendidos, es decir el de potencia neta positiva. Esto implica también un mayor aprovechamiento del mes de mayor radiación solar a lo largo del año.

- **Potencia neta producida cada mes del año**

Como se ha comprobado en anteriores estudios, la potencia producida por las turbinas es mayor si se sigue el criterio de potencia neta positiva, por lo que en este apartado, por simplicidad, no se ha distinguido entre ambos criterios y directamente se ha estudiado la potencia neta total producida (potencia producida por el ciclo de potencia restando la consumida por las bombas) por la central según el criterio de potencia neta positiva, así se podrá conocer cuál es el mes de mayor producción de potencia en la central, resultando lo siguiente:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Pot. Neta (GWh)	0.84	1.37	1.74	1.78	2.78	3.52	3.43	3.01	2.39	1.57	0.91	0.63

Tabla 7.14 Potencia neta total producida por la central para cada mes del año

Los resultados son los esperados, con mayores potencias producidas en los meses de mayor radiación solar (meses de verano: Junio, Julio y Agosto) y menor en los meses de invierno (Diciembre, Enero, Febrero).

Las variaciones de potencia neta producida dependen de varios factores:

1. Potencia consumida por las bombas a lo largo del mes

2. Radiación solar a lo largo del mes
3. Número de horas de encendido de la central a lo largo del mes

Estudiando por separado el número de horas de encendidos para distintos meses, cada uno de una estación, resulta que el número de encendidos en Diciembre (Invierno) es de 283 horas, en Julio (Verano) de 444 horas, en Septiembre (Otoño) 386, y en Mayo (Primavera) 440 horas, por lo que el factor 3 mencionado anteriormente se ve incrementado también en los meses de verano, de ahí la mayor producción energética en estos meses.

Por ejemplo, estudiando el factor 1 (consumo de las bombas a lo largo del mes) para dos meses de distintas estaciones, resulta un consumo total de las bombas en Diciembre de 0.155 MW y en Septiembre de 0.39985 MW, por lo que el consumo de las bombas en Septiembre es superior al de Diciembre, algo esperado debido a que es un mes más soleado que Diciembre, y por tanto con mayores caudales de sales a impulsar.

Así pues, estos resultados son debidos a una combinación de los factores 1, 2 y 3 anteriormente citados, y si por ejemplo todos los años reuniesen unas características poco acordes al criterio 2 (baja radiación solar), el tiempo de amortización de la central aumentaría desde los 20 años de periodo de amortización típico de estas centrales hasta unos años más, 40 aproximadamente. [9] Lo mismo ocurriría si se cumple uno de los otros criterios.

Representando gráficamente la potencia neta producida para cada mes del año, resulta lo siguiente.

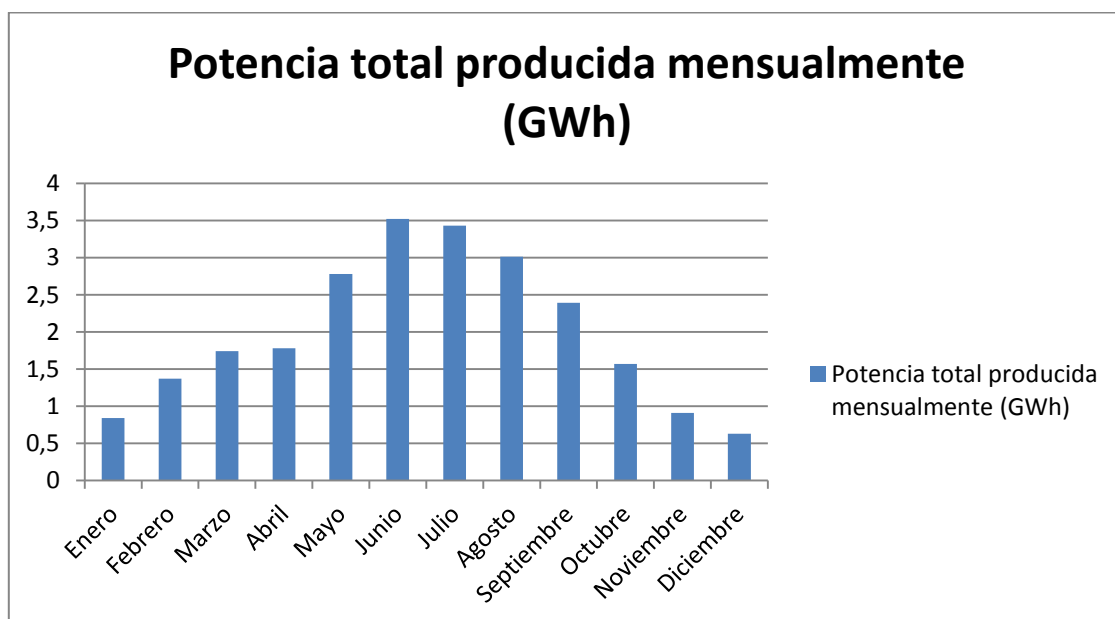


Gráfico 7.14 Producción de potencia en la central para cada mes del año

Se puede observar que este gráfico presenta una forma similar al gráfico 7.2 de radiación solar a lo largo del año, con un máximo en los meses centrales de verano, similar a la forma de campana del gráfico 7.2.

7.5 Conclusiones finales a los resultados

Se va a distinguir entre las conclusiones recogidas a raíz del estudio operativo y de generación de electricidad de la central y las surgidas a partir del estudio económico de una central de este tipo.

7.5.1 Conclusiones generales

Tras llevar a cabo el estudio y análisis de la puesta en marcha y apagado de una central termosolar tipo torre en función de dos criterios: el de elevación solar y el de potencia neta positiva, se puede concluir en primer lugar, que en términos globales el criterio de potencia neta positiva es más eficiente y económico para la central que el de elevación solar, pues en primer lugar reporta un mayor número de horas de encendido de la central en horas centrales del día, con alta radiación solar, sin embargo, al ser necesario el cumplimiento de ambos criterios para poner en marcha la central, se ha observado que el criterio de elevación solar es más restrictivo, al marcar 5495 horas de apagado frente a las 4277 horas del criterio de potencia neta positiva.

Por otro lado, se ha estudiado el ángulo de elevación solar horario que se da en las horas en las que la central estaría en marcha según el criterio de potencia positiva, el que marca mayor número de horas de encendido, recogiendo el valor de dicho ángulo para cada hora de encendido. El resultado ha sido un valor mínimo de -37.21° (el sol por debajo del horizonte, la central funciona al producir potencia a pesar de la posición solar) y un valor máximo de 72.95° . Por ejemplo, en la hora 5800 del año, que corresponde al inicio del mes de Agosto, la central estaría en marcha según el criterio de potencia neta positiva, para esa hora, el ángulo de elevación solar es tan solo de 6.02° (inferior a los 15° marcados como mínimo para poner en marcha la central). Según el criterio de elevación solar, se estaría desperdiciando energía en la central, y a pesar de que el criterio de potencia neta positiva dice lo contrario, la central se apagaría. Este es un ejemplo de lo restrictivo que es el criterio de elevación solar, incluso en días soleados como los de Agosto.

En cambio, en la hora 5600, de finales de Julio (mes de mayor radiación solar, como se vio en el gráfico 7.2, la central estaría encendida, pues se cumplen ambos criterios, y el ángulo de elevación solar es de 28.04° . En las horas de encendido de la central, el ángulo de elevación solar suele oscilar la mayor parte del tiempo entre los $20 - 30^{\circ}$,

por lo que ese valor del ángulo de elevación solar ha resultado el más óptimo a lo largo del año.

Los momentos de mayor producción energética coinciden con los meses de verano (Junio, Julio y Agosto), que son los más soleados, e implican una mayor generación de vapor y de potencia en el ciclo Rankine. En el gráfico 7.1 se ha podido observar que en estos meses el gasto de sales es mayor (entre 1600 y 1800 kg/s la mayoría de horas de estos meses, de una forma prácticamente constante). Construir una central termosolar de torre en un lugar con baja radiación solar y un clima con un gran número de precipitaciones y días poco soleados (incluso en verano) no resultaría rentable al producir muy poca energía y por el bajo número de horas de encendido de la central (no se cumpliría ninguno de los dos criterios), disparándose el tiempo de amortización de la misma. Es por ello que la central Gemasolar se ubica en Sevilla por su clima soleado durante gran parte del año, y no se ha ubicado por ejemplo en Asturias, que tiene un clima caracterizado por sus días nublados y frecuentes precipitaciones.

Un aspecto positivo es la alta eficiencia de los receptores de radiación solar empleados en estas centrales, en la tabla 7.1 se puede observar que se transmite aproximadamente un 88% de potencia del receptor al fluido caloportador durante la hora de mayor potencia en el receptor en todo el año, es un valor muy alto que corrobora la elevada eficiencia de los receptores actuales que se puede observar en la tabla 4.1.

El empleo de tres bombas que pueden funcionar simultáneamente está justificado en estos proyectos, pues en un caso como es el abastecimiento de sales al receptor, el consumo fluctúa con el tiempo, y de esta forma no se permiten grandes variaciones en las condiciones de funcionamiento de la central. El emplear una única bomba para satisfacer grandes variaciones de consumos implicaría bajos rendimientos de las bombas en ciertos puntos de funcionamiento (sobre todo en los de mayor exigencia).

El modelo de bomba ha resultado apropiado, al poder impulsar de forma óptima 353 m de sales, valor cercano a la altura que últimamente están alcanzando las torres de las centrales termosolares (300 m, como se dijo en el apartado 4.1.3).

En la única comparativa en la que ha “perdido” el criterio de potencia neta positiva ha sido en la que se analizaba el consumo de las bombas (gráfico 7.13), donde el criterio de elevación solar consume menos potencia en las bombas debido al menor número de horas de encendido marcadas por este criterio, sin embargo, no resulta crítico en el plano económico al analizar el número de ciclos, pues su coste resulta mínimo.

Por tanto, si hubiese que elegir entre ambos criterios para llevar a cabo la gestión de la puesta en marcha y apagados de la central, resultaría más beneficioso en términos energéticos y económicos elegir el criterio de potencia neta positiva, aunque en

principio se emplearían ambos, uno por ser más restrictivo y evitar el desperdicio de energía en determinados momentos del día, y otro porque como se ha visto, resulta más beneficioso en el plano económico y energético, por lo que la combinación de ambos es una buena opción para determinar la puesta en marcha y el apagado de la central.

Por último, y a modo de posible crítica ante la baja potencia total anual producida, se debe recalcar que en los cálculos no se ha tenido en cuenta la existencia de almacenamiento térmico de sales. Si este hecho se hubiese tenido en cuenta, la producción se hubiese visto incrementada notablemente, sin embargo, por simplificación no se ha hecho, ya que en este proyecto el objetivo fundamental ha sido el estudio del consumo y producción horaria de potencia en la central, para analizar la conveniencia de la puesta en marcha de la central.

7.5.2 Conclusiones económicas

A raíz de las comparaciones de ingresos y costes queda claro que económicamente resulta más rentable el criterio de potencia neta positiva, ya que los ingresos son superiores y los gastos menores, esta tendencia es general y se seguiría año a año, ya que el criterio de elevación solar únicamente tiene en cuenta la posición solar y la cantidad de radiación recibida a raíz de la misma, en cambio el criterio de potencia neta positiva tiene en cuenta la potencia producida y la consumida por las bombas, que directamente afecta en los costes, a diferencia de la posición del sol, de ahí su mayor rentabilidad económica.

Resumiendo las conclusiones económicas que reporta el estudio diferenciado de los dos criterios de puesta en marcha y apagado se puede encontrar:

- El criterio de elevación solar es más costoso económicamente, pues los ciclos de cambio de estado de encendido a apagado se produce en horas de alta radiación solar, y por consiguiente altos caudales de sales, que implican mayor consumo de las bombas (véase gráfico 7.10).
- El criterio de elevación solar proporciona menores ingresos (gráfico 7.9), al tener un menor número de horas anuales de funcionamiento de la central.
- Un criterio simplificado como es el de elevación solar proporciona un menor beneficio que un criterio más complejo como el de potencia neta positiva. Al ser necesario el cumplimiento de ambos criterios para poner en marcha la central, el criterio de elevación solar supone un lastre económicamente.

- Pensando en las grandes inversiones que requiere una central como esta (véase tabla 7.10), resulta evidente que será más productivo tener la central en marcha un mayor número de horas al año y así amortizar su gasto, por lo que el criterio de potencia neta positiva tendrá otro punto a favor.

Puede llevarse a pensar que los ingresos generados son bajos en comparación con los costes de la tabla 7.10, y se está en lo cierto. Las centrales termosolares tipo torre resultan rentables aproximadamente a partir del vigésimo año de su funcionamiento, pues se deben rentabilizar los grandes gastos de puesta en marcha mostrados en la tabla 7.10, unido a gastos variables anualmente como el interés del préstamo que se solicite para costear tan grandes gastos (el interés disminuye anualmente), los gastos de amortización, de mantenimiento, o los salarios de los operarios (se ven aumentados anualmente por distintas primas y pluses).

A modo de ejemplo de lo explicado, se muestra una comparación con la partida de costes de una central termosolar tipo torre a lo largo de los años, dicha partida de costes ha sido obtenida de la referencia bibliográfica [9], y corresponde a una central de este tipo con mayor capacidad de producción de potencia anual, por lo que los ingresos por la venta del kWh son superiores, además, se tiene en cuenta el almacenamiento térmico en la generación, y su capacidad de almacenamiento es superior. Esta central aporta beneficio a partir del decimo noveno año de operación, con los cálculos realizados en este proyecto, la rentabilidad comenzaría cerca del año 40 de operación, y con unos beneficios pequeños que harían cuestionar la rentabilidad de poner en marcha una central de este tipo.

Año	Antes de operación	1	19
Préstamo: 279 M€			
Gastos			
Materia prima		484.650 €	825.084 €
Personal	15 M€	1.9 M€	3.2 M€
Equipos	100 M€		
Mantenimiento		3 M€	5.2 M€
Terrenos	2.6 M€		
Permisos, licencias etc	15.8 M€		
Interés del préstamo		22.3 M€	2.2 M€
Amortización		15.5 M€	15.5 M€
Seguros		3 M€	3 M€
TOTAL	133.5 M€	46.2 M€	29.9 M€
Ingresos por venta del kWh		29.9 M€	50.9 M€
Beneficio antes de impuestos (B.A.I.)		-16.3 M€	20.9 M€
Impuestos			5.2 M€
Beneficio después de impuestos (B.D.I.)		-16.3 M€	15.7 M€
Beneficio acumulado		-16.3 M€	3.6 M€

Tabla 7.1 Estudio de la partida de costes anual de una central termosolar tipo torre y de su periodo de inicio de rentabilidad

El estudio realizado en este trabajo, en el que no se ha tenido en cuenta el almacenamiento térmico permite en este apartado comparar sus costes y rentabilidad con una central en la que se tuviese en cuenta el almacenamiento a la hora de calcular la generación de potencia e ingresos, y de este modo, concluir lo siguiente:

- El no poseer sistema de almacenamiento incrementa el tiempo requerido para esperar un beneficio a raíz de la actividad de la central.
- Además, no poseer almacenamiento térmico también afectará a la generación eléctrica, que se vería disminuida, y con ello también es menor la remuneración económica recibida.
- En una central sin capacidad de almacenamiento térmico, el empleo de sales fundidas no resultaría rentable económicamente por su elevado coste.
- Sólo resultaría viable económicamente una central con almacenamiento térmico.

8. Referencias bibliográficas

1. www.torresolenergy.com *Info Torresol Español*. Junio, 2010.
2. “*Plan of development. Tonopah Crescent Dunes POD*. Noviembre, 2009.
3. Planeta energía solar www.planetaenergiasolar.blogspot.com.es
4. Daniel Serrano García, Antonio Acosta Iborra. *Cálculo, diseño y análisis de una central termosolar de colectores cilindro-parabólicos operando con sales fundidas*. Proyecto fin de carrera. Universidad Carlos III de Madrid. 2012.
5. Wikipedia <www.es.wikipedia.org>
6. Página oficial de Aldeadávila de la Ribera www.aldeadavila.es
7. Central Abengoa Solar <www.abengoa.es>
8. Marcelo Izquierdo Millán. *Apuntes de Energías Renovables*. Universidad Carlos III de Madrid. 2013.
9. Hugo Joga López, Antonio Acosta Iborra. *Diseño de una planta termosolar de receptor central de sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Proyecto fin de carrera. Universidad Carlos III de Madrid.
10. Emilio Balado Leal, Marcelo Izquierdo Millán. *Prototipo de campo de colectores solares cilindro-parabólicos para generación de calor a alta temperatura*. Proyecto fin de carrera. Universidad Carlos III de Madrid. 2011.
11. Soliclima <www.soliclima.com>
12. Instituto Virtual Ingefor. Disponible en: <http://oocities.org/institutoingefor2>
13. J.I. Burgaleta (Torresol Energy) Centro de estudios universitarios de Puertollano. *Tecnología de torre y sales fundidas, planta termoeléctrica Gemasolar*. Octubre de 2010.
14. AltEnergy Stocks <www.altenergystocks.com>



15. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Castilla-La Mancha. Departamento de Materiales. Disponible en: <www.materiales.etsii.uclm.es>
16. ADENER: Aplicaciones y desarrollos en energía <www.adener.com>
17. Red de Investigación Transfronteriza entre Extremadura, Centro y Alentejo <<http://riteca.gobex.es>>
18. CSP-Alliance <www.csp-alliance.org>
19. M.Wagner. *Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central receiver power plants*. 2008
20. James E. Pacheco. *Final test and evaluation results from the Solar Two project*
21. It-Tankeros: Depósitos para reserva de agua <www.tankeros.com>
22. Daniel Iglesias Fernández, Carolina Marugán Cruz. *Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante fluent*. Proyecto fin de carrera. Universidad Carlos III de Madrid.
23. Wikipedia <www.es.wikipedia.org/wiki/el_proyecto_solar>
24. Francisco J. Collado, Jesús Guallar. *A review of optimized designs layouts for solar tower plants with campo code*. 2012
25. *Info Torresol Español*. Junio, 2010. www.torresolenergy.com
26. Protermosolar www.protermosolar.com
27. *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005.
28. CSP-World <<http://www.csp-world.com/cspworldmap/ps10>>
29. El Mundo Ecológico. [Actualización: Enero 2013] Disponible en: <http://www.javyher.com/eme/index.php/energia/88-espana-con-1102-mw-en-termosolar-podria-suplir-garona.html> [Última visita: Septiembre 2014]



30. Renovalia Energy <www.renovalia.com>
31. Torresol Energy – Gemasolar <www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>
32. *Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009*. Greenpeace Internacional, SolarPACES, ESTELA (Asociación Europea de la Energía Solar Termoeléctrica). 2009.
33. JUTGLAR, Lluís. *Energía solar*. Barcelona: Ediciones Ceac, 2004.
34. National Severe Storms Laboratory <www.nssl.noaa.gov>
35. Solarweb <www.solarweb.net>
36. Blog “Enrimusa” Enrique M.S. *Cálculo básico de una bomba hidráulica para instalaciones domésticas*. Actualización: Enero, 2013. Disponible en: <www.blog.enrimusa.com/tag/altura-manometrica> [Última visita: Julio, 2014]
37. *Curso de Hidrología e Hidráulica aplicadas* E. Lorenzo, D. Bellón, G. López – UdelaR IMFIA. 2009. Disponible en: <www.fing.edu.uy> [Última visita: Agosto, 2014]
38. Blog Profeléctrico. Actualización: 2008. Disponible en: <<http://profelectrico.blogspot.com.es/2008/11/mapa-de-las-trayectorias-solares.html>> [Última visita: Agosto, 2014]
39. Libre Mercado. Actualización: 2011 Disponible en: <www.libremercado.com> [Última visita: Agosto, 2014]
40. Meteonorm.<<http://meteonorm.com>>
41. Precio Gas. Actualización: 2014. Disponible en: <www.preciogas.com/electricidad/precio-kwh> [Última visita: Agosto, 2014]
42. Libre Mercado. Actualización: 2011 Disponible en: <www.libremercado.com/2011-07-08/el-coste-de-producir-energia-renovable-se-triplica-desde-2004-1276429026>
43. <www.elementoscalefactores.com/calefaccion/trace_tuberias.htm> Elementos calefactores



44. 20 Minutos. Actualización: 2014 Disponible en:
<http://www.20minutos.es/noticia/2060674/0/recibo-luz/reforma-electrica/claves/>
[Última visita: Septiembre, 2014]

45. *Summary of the Solar Two test and evaluation program* James E. Pacheco, Hugh E. Reilly, Gregory J. Kolb, Craig E. Tyner. Sandia National Laboratories.

ANEXO: Estudio del ciclo de producción de potencia con Cyclepad

A continuación se muestra un estudio alternativo del ciclo de potencia, complementario al del apartado 6.4, donde los parámetros y valores del ciclo fueron calculados a mano.

Cyclepad es un programa informático que permite construir y analizar una amplia variedad de ciclos termodinámicos, y se puede encontrar en internet en versión de prueba en la siguiente dirección:

<http://www.grg.ils.mwu.edu/projects/NSF/Cyclepad/aboutcp.htm>

El objetivo de este apartado es contrastar los valores calculados para el ciclo con los que proporciona este programa, para comprobar si los valores han sido bien calculados o no.

Para ello, se construyó el ciclo en el programa y se insertaron los valores del rendimiento de las turbinas, de la bomba (87% para ambas) y el valor de la presión y temperatura a la entrada de la turbina de alta. La caldera que se representa a continuación corresponde a la instalación solar.

De este modo, los valores obtenidos son los siguientes, se puede comprobar que son muy similares a los obtenidos en el apartado 6.4.

En la siguiente imagen se muestran los valores para los distintos equipos del ciclo, en cada ventana aparece el nombre del equipo del que se trata.

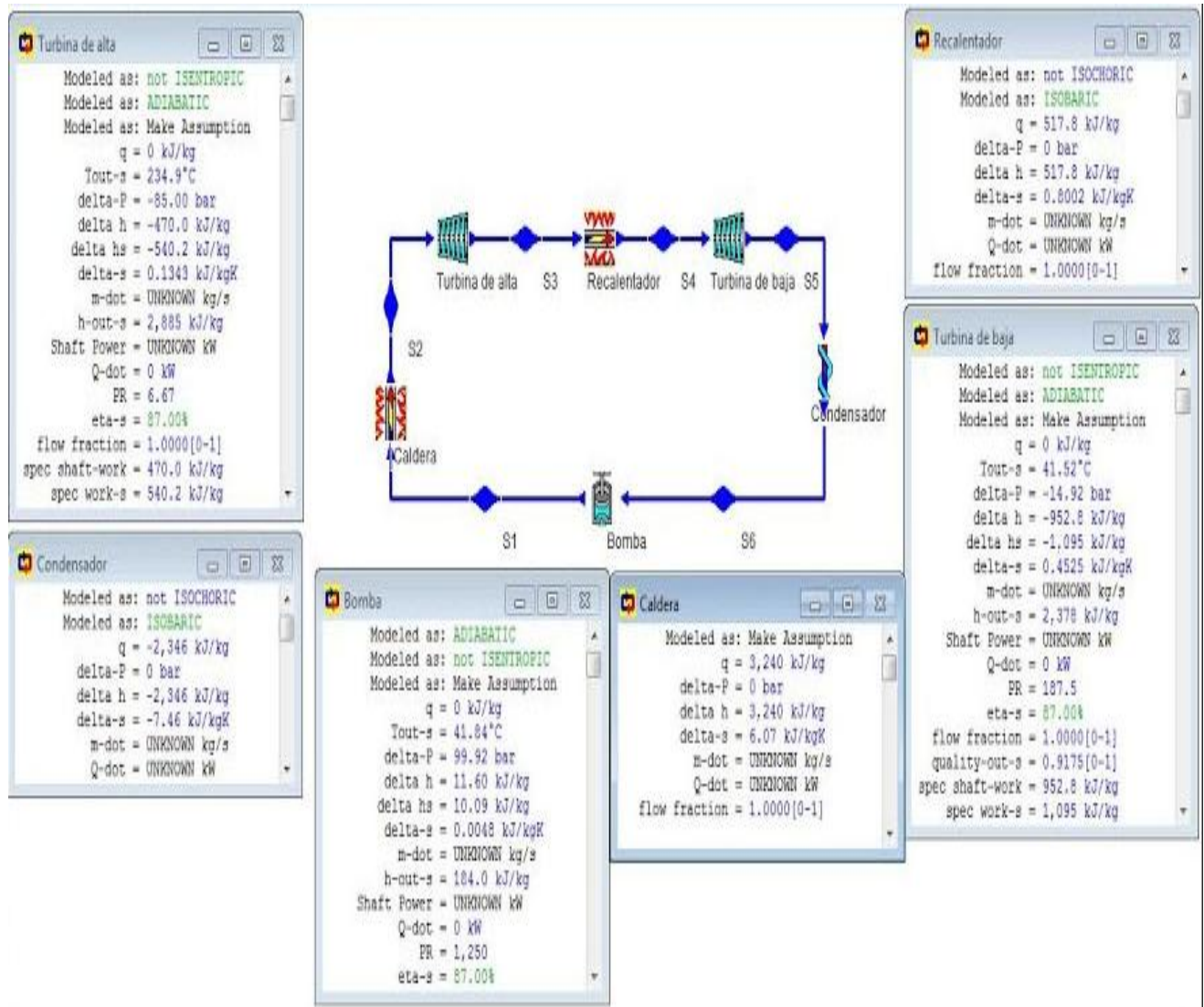


Figura 9.1 Propiedades de los equipos del ciclo Rankine

A continuación se muestran las propiedades de los distintos puntos del ciclo.

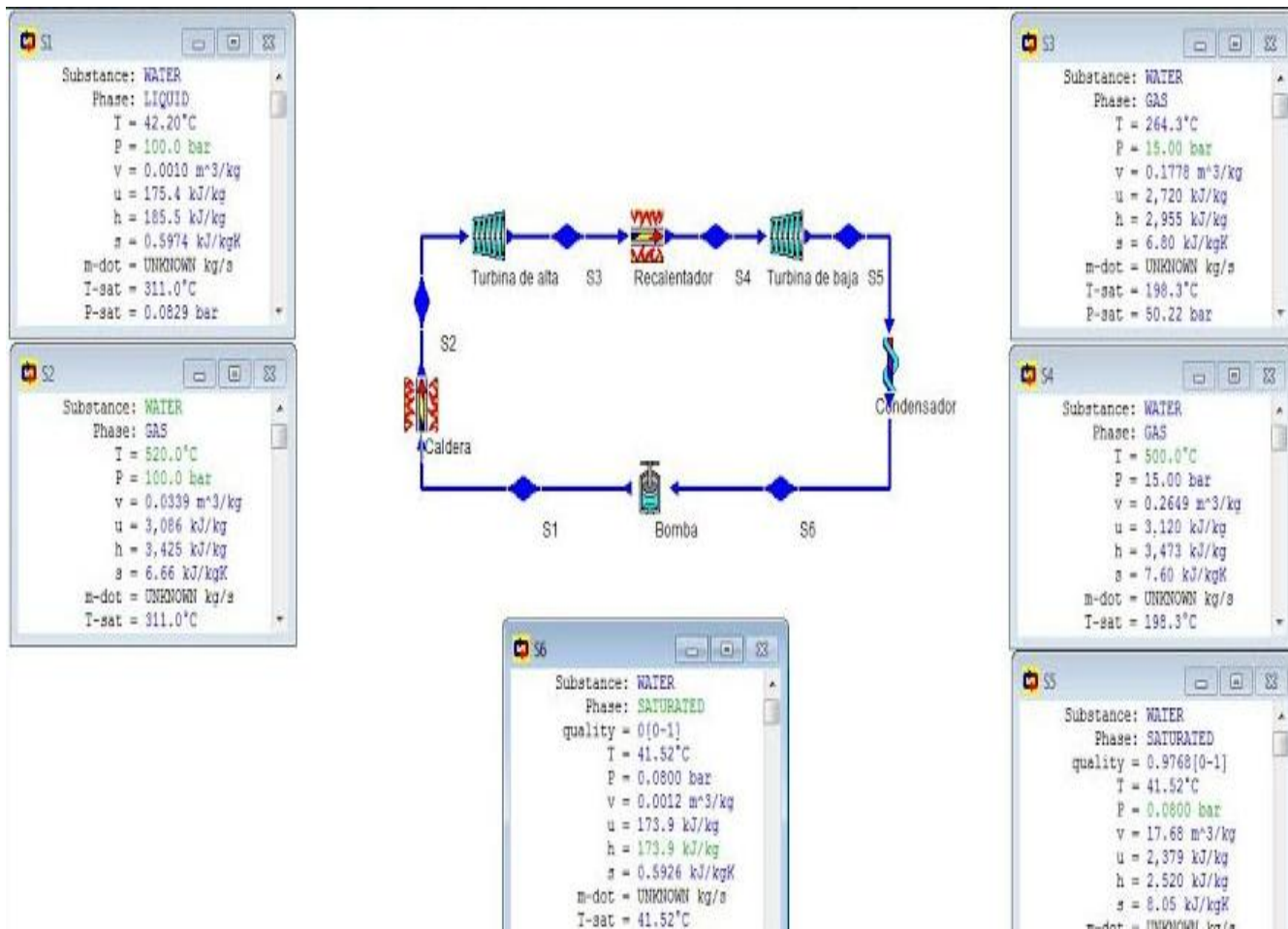


Figura 9.2 Propiedades de los distintos puntos del ciclo Rankine

El programa requiere seleccionar una sustancia con la que se va a trabajar, se selecciona agua, al ser un ciclo de vapor, y se puede observar como en S2 (Salida del campo solar, que corresponde a la caldera), el fluido está en estado gaseoso debido a su alta temperatura, y en el punto S6, a la salida del condensador, al cambiar de fase de gas a agua, el fluido se encuentra en estado de saturación al estar cambiando de fase. Los puntos en los que el agua se encuentra en saturación son aquellos que se encuentran sobre la línea con forma de campana del diagrama T-S, de hecho por este motivo se llama “campana de cambio de fase”.

En el punto S6, tras pasar por la bomba, el fluido abandona la campana de cambio de fase y deja de estar saturado para pasar a ser líquido. La zona izquierda del diagrama T-S corresponde al estado de líquido subenfriado, y la zona derecha corresponde a vapor sobrecalentado.

En la siguiente figura se muestra el diagrama T-S del ciclo, en el que al haber un mínimo aumento de temperatura entre S1 y S6 al pasar por la bomba, la línea que

separa ambos puntos apenas se puede apreciar, en la figura 5.6 se puede apreciar con más claridad, y se puede comparar que ambos diagramas T-S son coincidentes, por lo que el ciclo está bien construido.

Por último, se muestra el diagrama T-S del ciclo Rankine con turbina de dos etapas y recalentamiento que proporciona Cyclepad.

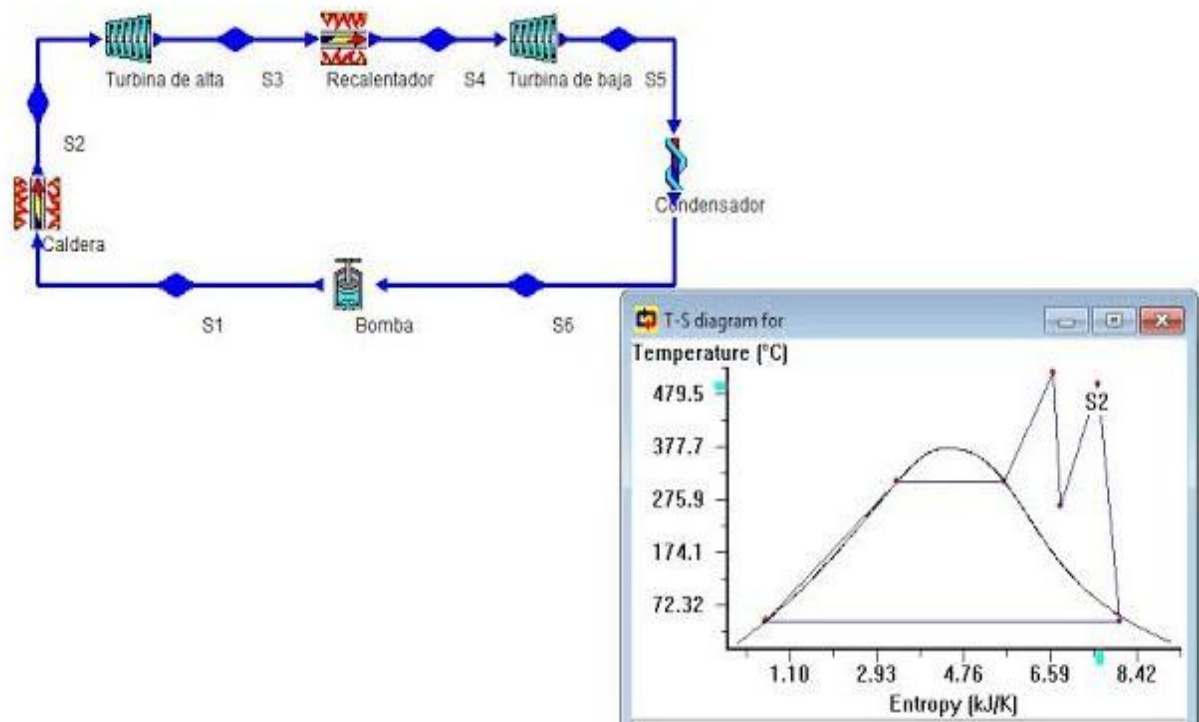


Figura 9.3 Diagrama T-S del ciclo Rankine con turbina de dos etapas y recalentamiento obtenido con Cyclepad

Por último se va a comparar la potencia horaria máxima producida por el ciclo de potencia, para ello se insertará el máximo gasto másico horario de vapor del año ($1.1107 \cdot 10^4 \text{ kg/s}$, de la tabla 7.5). Se obtiene lo siguiente.

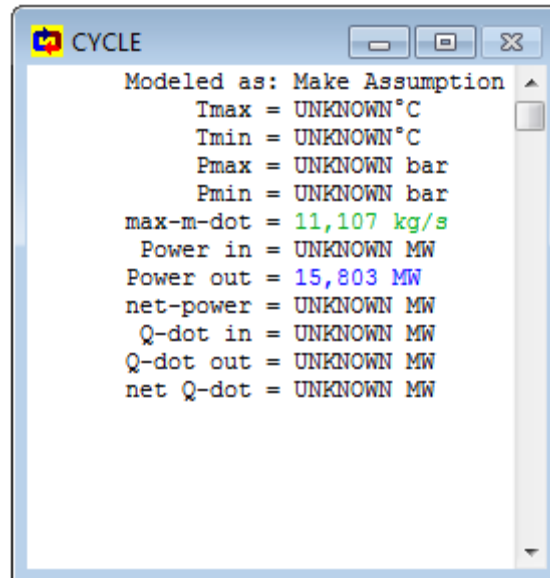


Figura 9.4 Máxima potencia generada por el ciclo de potencia según Cyclepad

El valor que proporciona Cyclepad (15.8 MW) es muy similar al calculado con Matlab y que se muestra en la tabla 7.6 (15.6 MW), la diferencia es debida a la precisión de los programas empleados y sus ecuaciones, y a las posibles existencias de pérdidas de vapor a través de filtraciones y sumideros que varíen la potencia generada en el ciclo.